	राजस्थान राजपत्र विशेषांक	RAJASTHAN GAZETTE Extraordinary
सत्यमेव जयते	साधिकार प्रकाशित	Published by Authority
	वैशाख 04, शुक्रवार, *शाके* 1948- अप्रेल 24, 2026 Vaisakha 04, Friday, Saka 1948- April 24, 2026	

भाग-7

विभिन्न विभागों में प्रदायों के लिए टेण्डर मांगने की सूचनाओं को सम्मिलित करते हुये सार्वजनिक और निजी विज्ञापन आदि।

राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग

अधिसूचना

जयपुर, मार्च 30, 2026

संख्या रा.वि.वि. आयोग/सचिव/विनियम/162 - विद्युत अधिनियम 2003 (2003 का 36वां अधिनियम) की धारा 61, 66, 86 सपठित धारा 181 द्वारा प्रदत्त् शक्तियों और उस निमित उसे समर्थ बनाने वाली समस्त शक्तियों का प्रयोग करते हुये, राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग, पूर्व प्रकाशन के पश्चात् एतद्द्वारा निम्नलिखित विनियम बनाता है, अर्थात्:

अध्याय - 1

उद्देश्य, विषय क्षेत्र एवं प्रयोज्यता तथा परिभाषा

1 लघु शीर्षक, प्रारम्भण तथा प्रयोज्यता की सीमा:

1.1 ये विनियम ''राजस्थान विद्युत विनियामक आयोग (संसाधन पर्याप्तता हेतु संरचना) विनियम, 2026'' कहलायेंगे।

1.2 ये विनियम शासकीय राजपत्र में इनके प्रकाशन की तिथि से प्रवृत्त् होंगे।

2. **उद्देश्य**

2.1 अधिकतम उत्पादन मिश्र के साथ विद्युत भार प्रदान करने के लिये विनिर्दिष्ट विश्वसनीय मानको की अनुपालना में प्रक्षेपित मांग की विश्वस्त रीति से पूर्ति करने के लिये उत्पादन और प्रसारण संसाधनों की योजना हेतु तंत्र की रूपरेखा बना कर संसाधन पर्याप्तता संरचना के कार्यान्वयन को समर्थ करना ही इन विनियमों का उद्देश्य है।

2.2 संसाधन पर्याप्तता संरचना में मांग का निर्धारण और पूर्वानुमान, उत्पादन संसाधन योजना, क्रय योजना, और निगरानी और अनुपालन समाहित होगे।

3. **विषय क्षेत्र एवं प्रयोज्यता**

3.1 ये विनियम राजस्थान राज्य में उत्पादन कम्पनियों, वितरण अनुज्ञप्तिधारियों, राज्य भार प्रेषण केन्द्र, राज्य प्रसारण उपयोगिता, एवं अन्य ग्रिड सम्बद्ध सत्ताओं और डिस्कॉम की ओर से विद्युत क्रय करने वाली सत्ता तथा हितधारकों पर लागू होंगे.

4. **परिभाषायें**

4.**1** जब तक कि संदर्भ द्वारा अन्यथा अपेक्षित न हो, इन विनियमों में :-

(क) **'अधिनियम'** से अभिप्राय विद्युत अधिनियम, 2003 (2003 का 36वां अधिनियम) एवं उसके अनुगामी संशोधनों से है;

(ख) 'प्राधिकरण' या 'केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण' से अभिप्राय अधिनियम की धारा 70 की उपधारा 9 (1) में निर्दिष्ट केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण से है;

(ग) 'क्षमता क्रेडिट' या 'सीसी' से अभिप्राय स्थापित नामपट्ट (निर्धारित) क्षमता के प्रतिशत के रूप में व्यक्त की गयी फर्म की उस क्षमता से है जिसे संसाधन पर्याप्तता आवश्यकताओं को पूरा करने के लिये फर्म की क्षमता की गणना में शामिल किया जाता है और वास्तविक उत्पादन प्रदर्शन, अनिवार्य विद्युत कटौती

दर, ऱ्इंधन की उपलब्धता और संसाधन परिवर्तनशीलता को ध्यान में रखते हुये प्रौद्योगिकी, स्थान और मौसम के आधार पर निर्धारित किया जाता है। ;

(घ) 'विद्युत उर्जा सर्वेक्षण' या 'ईपीएस' से अभिप्राय केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा प्रत्येक डिस्कॉम/राज्य/ संघ राज्य क्षेत्र/क्षेत्र और देश के लिये मध्यम एवं दीर्घकालिक आधार पर विद्युत मांग का आंकलन करने के लिये किये जाने वाले समय-समय पर विद्युत उर्जा सर्वेक्षण से है।

(ड़) 'अपेक्षित ऊर्जा प्रदान नहीं की गयी' या 'ईईएनएस' से अभिप्राय उर्जा की अपेक्षित मात्रा (एमयू) से है जो संसाधन पर्याप्तता योजना के लिये योजनावधि के दौरान प्रत्येक वर्ष नहीं की जा सकती है,

(च) 'दीर्घकालिक या दीर्घावधि' से अभिप्राय मांग पूर्वानुमान और उत्पादन संसाधन योजना के विकास के लिये पांच वर्ष से अधिक की अवधि से है;

(छ) 'दीर्घकालिक विद्युत क्रय' से अभिप्राय किसी भी व्यवस्था या समझौते के अन्तर्गत पांच वर्ष से अधिक की अवधि हेतु विद्युत क्रय से हैं;

(ज) ''दीर्घकालिक वितरण संसाधन पयर्याप्तता योजना" या 'एलटी- डीआरएपी' से अभिप्राय वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा दीर्घकालिक संसाधन पर्याप्तता के आंकलन हेतु योजना से है;

(झ) 'भार की हानि की संभाव्यता' या 'एलओएलपी' का अभिप्राय उस संभाव्यता से है जिसमें किसी सिस्टम का भार एक वर्ष में उस भार की पूर्ति के लिये उपलब्ध उत्पादन और फर्म (निश्चित) उर्जा अनुबंध से अधिक हो सकता है;

(ञ) 'मध्यम अवधि' से अभिप्राय मांग पूर्वानुमान और उत्पादन संसाधन योजना के विकास के लिये एक वर्ष से अधिक परन्तु पांच वर्ष तक की अवधि से है;

(ट) 'मध्यम अवधि विद्युत क्रय' से अभिप्राय किसी भी व्यवस्था या समझौते के अन्तर्गत एक वर्ष से अधिक परन्तु पांच वर्ष तक की अवधि हेतु विद्युत क्रय से हैं;

(ठ) ''मध्यम अवधि वितरण संसाधन पयर्याप्तता योजना" या 'एमटी- डीआरएपी' से अभिप्राय वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा मध्यम अवधि संसाधन पर्याप्तता के आंकलन हेतु योजना से है;

(ड) 'शुद्ध भार' से अभिप्राय किसी समय खण्ड के दौरान ग्रिड पर विद्यमान सकल भार में से वास्तविक नवीकरणीय उर्जा उत्पादन (मेगावाट) को कम करके, प्राप्त भार से है;

(ढ़) 'सामान्यीकृत उर्जा प्रदान नहीं की गयी' या 'एनईएनएस' कुल सिस्टम उर्जा (एमयू) से विभाजित करके ईईएनएस का सामान्यीकरण है;

ण) 'योजना रिजर्व मार्जिन' या 'पीआरएम' का अभिप्राय राष्ट्रीय अधिकतम मांग में राज्य के समवर्ती अंश के अतिरिक्त क्षमता के प्रतिशत से है, जिसे प्राधिकरण द्वारा निर्धारित किया जा सकता है या उत्पादन संसाधन योजना के प्रयोजनार्थ आयोग द्वारा समय-समय पर अनुमोदित किया जा सकता है:

बशर्ते कि राजस्थान राज्य के लिये योजना रिजर्व मार्जिन (पीआरएम) 10% से कम नहीं होगा, जब तक कि प्राधिकरण या आयोग द्वारा अन्यथा निर्दिष्ट न किया जाये;

(त) 'संसाधन पर्याप्तता' या 'आरए' का अभिप्राय उस तंत्र से हैं जो अधिकतम उत्पादन मिश्र के साथ विद्युत भार प्रदान करने के लिये विनिर्दिष्ट विश्वसनीय मानकों की अनुपालना में अपेक्षित मांग (व्यस्ततम, अव्यवस्ततम एवं सभी परिस्थितियों सहित) की विश्वस्त रीति से पूर्ति करने के लिये समुचित उत्पादन संसाधनों को सुनिश्चित करें और आवश्यकता को ध्यान में रखने के पश्चात् पर्यावरणीय प्रौद्योगिकी के समाकलन, साथ ही साथ, परिवर्तनक्षम संसाधनों के लिये, उर्जा स्थानान्तरण के लिये भण्डारण प्रणालियों और नवीकरणीय उर्जा स्रोतो की खंडितता और परिवर्तिता के प्रबन्ध के लिये;

(थ) 'अल्पावधि' से अभिप्राय मांग पूर्वानुमान और उत्पादन संसाधन योजना के विकास के लिये एक वर्ष तक की अवधि से है;

(द) 'अल्पावधि विद्युत क्रय' से अभिप्राय किसी भी व्यवस्था या समझौते के अन्तर्गत एक वर्ष तक की अवधि हेतु विद्युत क्रय से हैं;

(ध) "अल्पावधि वितरण संसाधन पर्याप्तता योजना" या 'एसटी- डीआरएपी' से अभिप्राय वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा अल्पावधि संसाधन पर्याप्तता के आंकलन हेतु योजना से है;

4.2 इन विनियमों में प्रयुक्त शब्दों और अभिव्यक्तियों के, जिन्हें यहां परिभाषित नहीं किया गया है, परन्तु अधिनियम या आयोग के अन्य विनियमों या विद्युत मंत्रालय/केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण दिशा-निर्देशों में परिभाषित किया गया है, वहीं अर्थ होंगे, जैसाकि उन्हें अधिनियम या आयोग के अन्य विनियमों या विद्युत मंत्रालय/केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण दिशा-निर्देशों में समनुदेशित किया गया है।

अध्याय - 2

सामान्य

5. संसाधन पर्याप्तता हेतु संरचना

5.1 संसाधन पर्याप्तता संरचना में अधिकतम उत्पादन मिश्र के साथ विद्युत भार प्रदान करने के लिये विनिर्दिष्ट विश्वसनीय मानको की अनुपालना में प्रक्षेपित मांग की विश्वस्त रीति से पूर्ति करने के लिये उत्पादन और प्रसारण संसाधनों की योजना का समावेश होगा।

5.2 संसाधन पर्याप्तता संरचना में निम्नलिखित चरण सम्मिलित होंगे:

क) मांग का निर्धारण और पूर्वानुमान;

ख) उत्पादन संसाधन योजना;

ग) क्रय योजना

घ) निगरानी और अनुपालन

5.3 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, इन विनियमों के अनुसार दीर्घकालिक वितरण संसाधन पर्याप्तता योजना (एलटी- डीआरएपी) (10 वर्ष), मध्यम अवधि वितरण संसाधन पर्याप्तता योजना (एमटी- डीआरएपी) (5 वर्ष), और अल्पावधि वितरण संसाधन पर्याप्तता योजना (एसटी- डीआरएपी) (1 वर्ष) को तैयार और विकास करेगे।

5.4. राज्य के सभी वितरण अनुज्ञप्तिधारी पारस्परिक सम्मति से अपने-अपने संसाधन पर्याप्तता योजनाओं को तैयार करने के लिये समरूप उपकरण, तकनीक, सॉफ्टवेयर,

प्रक्रियाएं आदि अपनाएंगे। जयपुर डिस्कॉम या सभी वितरण अनुज्ञप्तिधारियों द्वारा विधिवत अधिकृत कोई अन्य सत्ता इस उद्देश्य के लिये यथा नोडल एजेंसी के कार्य करेगी।

बशर्ते कि जयपुर डिस्कॉम, सभी वितरण अनुज्ञप्तिधारियों की ओर से, या इस उद्देश्य के लिये सभी वितरण अनुज्ञप्तिधारियों द्वारा विधिवत अधिकृत कोई अन्य सत्ता, व्यक्तिगत संसाधन पर्याप्तता योजनाओं के संकलन के पश्चात् और इन विनियमों के अंतर्गत निर्धारित उचित स्तर पर सम्यक् अनुमोदन प्राप्त करने और पुनरीक्षण के पश्चात् समेकित संसाधन पर्याप्तता योजना आयोग को प्रस्तुत कर सकती

अध्याय - 3

मांग का निर्धारण और पूर्वानुमान

6. दीर्घावधि और मध्यम अवधि मांग का पूर्वानुमान

6.1 समय-समय पर केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा दीर्घावधि एवं मध्यम अवधि विद्युत मांग पूर्वानुमान के लिये जारी किये गये दिशा-निर्देशों को विचारित करते हुये वितरण अनुज्ञप्तिधारी मांग का निर्धारण एवं पूर्वानुमान को विकसित और तैयार करेगा।

6.2 मांग मूल्यांकन और पूर्वानुमान में व्यापक इनपुट डेटा, नीतियों और वैज्ञानिक मॉडलिंग उपकरणों का उपयोग करके दीर्घकालिक और मध्यम अवधि के लिये वितरण अनुज्ञप्तिधारी के वितरण क्षेत्र के भीतर मांग का प्रति घंटा या उप-घंटे के आधार पर मूल्यांकन और पूर्वानुमान समाहित होंगे।

बशर्ते कि दीर्घकालिक (10-वर्षीय) पूर्वानुमान के लिये, आयोग की स्वीकृति के अधीन, पूर्ण 8,760-घंटे के विस्तृत ग्रैन्युलैरिटी के स्थान पर मौसमी प्रति घंटा प्रोफाइल (अर्थात प्रत्येक मौसम के लिये प्रतिनिधि घंटे) को अंगीकृत किया जा सकता है।

6.3. राज्य भार प्रेषण केन्द्र प्रत्येक वर्ष 20 अप्रैल तक पूर्व वित्तीय वर्ष के विचलन व्यवस्थापन तंत्र (डीएस एम) के लेखे वितरण अनुज्ञप्तिधारी को उपलब्ध कराने हेतु उत्तरदांयी होगा।

6.4. वितरण अनुज्ञप्तिधारी मांग (मेगावाट) एवं उर्जा (एमयू) के निर्धारण एवं पूर्वानुमान के लिये उत्तरदायी होगा।

6.5. समय-समय पर आयोग द्वारा अपने खुदरा आपूर्ति टैरिफ आदेश में यथा विनिदष्ट् प्रत्येक उपभोक्ता श्रेणी के लिये वितरण अनुज्ञप्तिधारी उर्जा पूर्वानुमान तैयार करेगा।

6.6 निम्नलिखित कार्यविधियों के संयोजन और/या किसी भी निम्नलिखित कार्यविधि को अंगीकृत करते हुये उपभोक्ता श्रेणी के लिये वितरण अनुज्ञप्तिधारी उर्जा पूर्वानुमान का निर्धारण करेगा;

(क) प्रवृत्ति विश्लेषण, अर्थात् पूर्व अवधि हेतु वर्ष प्रति वर्ष/चक्रवृद्धि वार्षिक वृद्धि दर (सीएजीआर) एवं समय श्रृंखला विश्लेषण;

(ख) अंतिम उपयोग या आंशिक अंतिम उपभोग विधि,

(ग) ऑटो-रिंग्रेसिव इंटीग्रेटेड मूविंग एवरेज (एआरआईएमए) विधि;

(घ) मशीन लर्निंग, आर्टिफिशियल न्यूरल नेटवर्क (एएनएन) तकनीकों सहित आर्टिफिशियल इंटेलिजेंस (एआई)

(ड़) इकोनोमेट्रिक मॉडलिंग (उपयोग किये गये पैरामीटर, एल्गोरिदम और डाटा के स्रोत को निर्दिष्ट करते हुये)

6.7 मांग पूर्वानुमान के लिये अंगीकृत कार्यविधि हेतु विस्तृत औचित्य प्रदान करने के पश्चात् वितरण अनुज्ञप्तिधारी विद्युत उर्जा सर्वेक्षण (ईपीएस) के प्रक्षेपणो को यथा आधार के उपयोग कर सकता है और/या उपर उल्लेखित कार्यविधियों के अतिरिक्त कोई और अन्य कार्यविधि अपना सकता है। वितरण अनुज्ञप्तिधारी विभिन्न परिस्थितियों को ध्यान में रखते हुये मांग पूर्वानुमान के लिये विभिन्न

कार्यविधियों में से सबसे उचित कार्यविधि का उपयोग करेगा जैसी कि सबसे अधिक संभाव्य सामान्य व्यापार एवं अग्रण्य।

6.8 उपभोक्ता श्रेणी के उर्जा पूर्वानुमान के लिये उपयोग की जाने वाली कार्यविधि के प्रयोजनार्थ, वितरण अनुज्ञप्तिधारी सांख्यिकीय विश्लेषण करेगा और उस विधि का चयन करेगा जिसमें मानक विचलन सबसे कम और आर-स्क्वायर सबसे अधिक हो।

6.9 वितरण अनुज्ञप्तिधारी अत्याधुनिक औजार, वैज्ञानिक एवं गणितीय कार्यविधियों और व्यापक डाटाबेस का उपयोग करेगा जैसे, परन्तु इन्हीं तक सीमित नहीं, उसके क्षेत्र में मौसम सम्बन्धी आंकड़े, ऐतिहासिक आंकडे, जनसांख्यिकीय और अर्थमितीय आंकड़े, उपभोग रूपरेखा, नीतियों और चालकों का प्रभाव इत्यादि।

6.10. वितरण अनुज्ञप्तिधारी प्रासंगिक गतिविधियों पर विचार करते हुये प्रत्येक उपभोक्ता श्रेणी के लिये प्राप्त उर्जा पूर्वानुमान को संशोधित कर सकता है। प्रत्येक के लिये प्रक्षेपवक्र विकसित करके प्रभाव पर विचार किया जायेगा लेकिन यह आर्थिक मापदंडो नीतियां, ऐतिहासिक डाटा और भविष्य हेतु प्रक्षेपणों के आधार पर नीचे दी गयी गतिविधियों तक सीमित नही है:

(क) मांग पक्ष प्रबंधन;

(ख) खुला अभिगम;

(ग) वितरित ऊर्जा संसाधन;

(घ) विचलन निपटान तंत्र और मांग प्रतिक्रिया उपाय;

(ड़) विद्युतीय वाहन और ई-वाहन/ई-रिक्शा चार्जिंग स्टेशन;

(च) दिन के समय (ToD) की टैरिफ़ सहित टैरिफ़ सिग्नल;

(छ) विशिष्ट उर्जा उपभोग में परिवर्तन;

(ज) विद्युतीकरण के साथ वाणिज्यिक गतिविधियों में वृद्धि;

(झ) कृषि भार के लिये, मौसमवार परिवर्तन, तापमान, क्षेत्रवार वर्षा पैटर्न, कृषि क्षेत्रों में जल स्तर का प्रभाव, सिंचाई सुविधाएं, क्षेत्रवार फसल का प्रकार, फसलों की संख्या, कृषि पंप सेटों की संख्या में वृद्धि और इसका सौरीकरण;

(ञ) रबी/खरीफ सीजन एवं अन्य फसलों के लिये मौसमी विविधताओं सहित मौसमी उपभोक्ताओं के उपभोग पैटर्न में परिवर्तन;

(ट) जरूरी त्योहारों, काम के दिनों या काम न करने वाले दिनों, व्यस्ततम और अव्यस्ततम घंटों के भार पैटर्न का प्रभाव; और

(ठ) नीतिगत प्रभाव, जैसे कि, परन्तु इन्हीं तक सीमित नहीं, सभी उपभोक्ताओं को 24x7 आपूर्ति, एलईडी प्रवेश, उपकरणों की ऊर्जा दक्षता, खाना पकाने/गर्म करने/ठंडा करने के लिये उपकरणों का बढ़ता उपयोग, विद्युतीकरण नीतियाँ, वितरण ऊर्जा संसाधन, भंडारण, नीतियां जो अर्थमितीय मापदंडों को प्रभावित कर सकती हैं, राष्ट्रीय हाइड्रोजन मिशन का प्रभाव, आदि। प्रत्येक नीति के लिये, प्रत्येक उपभोक्ता श्रेणी के लिये पृथक प्रक्षेपवक बनाया जाना चाहिये।

(ड) कोई अन्य घटक।

6.11 जिस उपभोक्ता श्रेणी के लिये भार अनुसंधान किया गया है उनके दीर्घ एवं मध्य अवधि भार की रूपरेखा को भार अनुसंधान विश्लेषण के आधार पर परिशोधित किया जा सकेगा। शोधन करने के लिये विस्तृत स्पष्टीकरण दिया जाना चाहिये।

6.12 केप्टिव उपभोक्ता, प्रोज्यूमर्स और खुला अभिगम, जैसा भी मामला हो, के उर्जा पूर्वानुमान का समायोजन करने के पश्चात् विभिन्न उपभोक्ता श्रेणियों के लिये उर्जा पूर्वानुमान (एमयू) का योग उपभोक्ता स्तर पर वितरण अनुज्ञप्तिधारी के लिये उर्जा पूर्वानुमान होगा।

6.13. वितरण अनुज्ञप्तिधारी, अनुज्ञप्तिधारियों द्वारा प्रस्तावित यथार्थवादी हानि प्रक्षेपवक्र के अनुसार वितरण हानियों और राज्यान्तर्गत/अन्तर्राज्य प्रसारण हानियों पर विचार करते हुये राज्य के उर्जा पूर्वानुमान (एमयू) की गणना करेगा;

बशर्ते कि आगामी वर्षों के लिये समग्र राजस्व आवश्यकता (एआरआर) का अनुमान लगाना और पूर्ववर्ती वर्षों के ट्रू-अप के अनुमोदन के प्रयोजनार्थ, आयोग द्वारा समय-समय पर यथा निर्दिष्ट वितरण/समग्र तकनीकी और वाणिज्यिक (एटीएंडसी) हानियों के प्रक्षेपवक्र पर विचार किया जायेगा।

6.14 अधिकतम मांग (मेगावाट में) का निर्धारण औसत भार कारक, भार विविधता कारक, पिछले तीन वर्षों के मौसमी परिवर्तन कारक, और ऊर्जा पूर्वानुमान (एमयू में) पर विचार करके किया जायेगा। यदि भावी वर्षों के लिये किसी और उपयुक्त भार कारक पर विचार किया जाता है, तो वितरण अनुज्ञप्तिधारी को अपने विचार के लिये विस्तृत औचित्य देना होगा।

बशर्ते कि ग्रीष्म ऋतु, मानसून ऋतु, शीत ऋतु और शाम के समय मांग में वृद्धि की आवश्यकताओं के लिये अधिकतम मांग को पृथकत: निर्धारित किया जायेगा।

6.15 वितरण अनुज्ञप्तिधारी अधिकतम सम्भाव्य मांग पूर्वानुमान का निर्धारण करने के लिये अतिसंवेदनशीलता और संभाव्यता विश्लेषण करेगा। जबकि यह सुनिश्चित करते हुये कि कम से कम तीन भिन्न परिस्थितियों (अधिक संभाव्य, सामान्य व्यापार एवं अग्रण्य परिस्थितियां) को विकसित किया गया है, यह सम्भाव्य परिस्थितियों के लिये दीर्घावधि और मध्यम अवधि मांग पूर्वानुमान को भी विकसित करेगा।

7. अल्पावधि मांग पूर्वानुमान और मांग पूर्वानुमान का एकत्रीकरण

अ. अल्पावधि मांग पूर्वानुमान

7.1. वितरण अनुज्ञप्तिधारी प्रतिघंटा या उप-प्रति घंटा मांग पूर्वानुमान के लिये कार्यविधि विकसित करेगा और ऐताहासिक डाटाबेस का संधारण करेगा।

7.2 प्रतिघंटा भार रूपरेखा ज्ञात करने और अधिकतम मांग हेतु विभिन्न उपभोक्ता श्रेणियों के योगदान के निर्धारण के प्रयोजनार्थ, भार अनुसंधान विश्लेषण किया जायेगा और मांग प्रतिक्रिया का प्रभाव, भार स्थानान्तरण उपाय, उपयोग का समय वितरण अनुज्ञप्तिधारी राज्य भार प्रेषण केन्द्र (एसएलडीसी) से इनपुट के साथ ध्यान में रखा जायेगा।

7.3 वितरण अनुज्ञप्तिधारी अत्याधुनिक औजार, वैज्ञानिक एवं गणितीय कार्यविधियों और व्यापक डाटाबेस का उपयोग करेगा जैसे, परन्तु इन्हीं तक सीमित नहीं, उसके क्षेत्र में मौसम सम्बन्धी आंकड़े, ऐतिहासिक आंकडे, जनसांख्यिकीय और अर्थमितीय आंकड़े, उपभोग रूपरेखा, नीतियों और चालकों इत्यादि, जो भी वितरण अनुज्ञप्तिधारी के क्षेत्र पर लागू हो।

आ. मांग पूर्वानुमान का एकत्रीकरण

7.4. वितरण अनुज्ञप्तिधारी प्रतिघंटा या उप-प्रतिघंटा, 1 वर्ष अल्पावधि (एसटी), 5 वर्ष मध्यम अवधि (एमटी) और 10वर्ष दीर्घावधि (एलटी), रोलिंग आधार पर मांग पूर्वानुमान तैयार करेगा।

7.5. राज्य भार प्रेषण केन्द्र (एसएलडीसी) डिस्कॉमों से इनपुट के साथ और राज्य के वितरण अनुज्ञप्तिधारियों के मांग अनुमान के आधार पर, राज्य की भार विविधता पर विचार करते हुये, विभिन्न समयाविधियो अर्थात् दीर्घावधि, मध्यम अवधि तथा अल्पावधि में पूरे राज्य की मांग का अनुमान लगायेगा।

7.6 वितरण अनुज्ञप्तिधारी भार विविधता, अनुरूपता, मौसमी बदलाव पहलुओं पर विचार करते हुये मांग पूर्वानुमानों को एकत्रित करेगा और प्रत्येक वर्ष के लिये दीर्घकालिक और मध्यम अवधि (मेगावाट और एमयू) के लिये राज्य स्तरीय समय मांग पूर्वानुमान सीईए को और अल्पकालिक मांग पूर्वानुमान एसएलडीसी को प्रस्तुत करेगा।

7.7 राज्य भार प्रेषण केन्द्र (एसएलडीसी) प्रत्येक वर्ष अल्पावधि के लिये राज्य स्तर की समग्र मांग पूर्वानुमान (मेगावाट और एमयू) आरएलडीसी एवं एनएलडीसी को प्रस्तुत करेगा।

अध्याय - 4

उत्पादन संसाधन योजना

8. उत्पादन संसाधन योजना की तैयारी

8.1 वितरण अनुज्ञप्तिधारी योजना रिजर्व मार्जिन (पीआरएम) सहित पूर्वानुमान मांग की पूर्ति के लिये विद्यमान संसाधन, आगामी संसाधन (जो अभी आरम्भ नहीं हुये), क्षमता क्रेडिट और वृद्धिशील क्षमता की आवश्यकता को विचारित करते हुये अपेक्षित उत्पादन संसाधनों की योजना बनायेगा और उनका आंकलन करेगा।

8.2 उत्पादन संसाधन योजना में निम्नलिखित कदम अन्तर्गस्त होगे, अर्थात्,

(क) उत्पादन संसाधनों की क्षमता क्रेडिटिंग,

(ख) योजना रिजर्व मार्जिन का निर्धारण, और

(ग) संसाधन पर्याप्तता आवश्यकता को निश्चित करना और वितरण अनुज्ञप्तिधारी को आवंटन

8.3 उत्पादन संसाधन योजना में निम्नलिखित डाटा सम्मिलित होगे, परन्तु यहीं तक सीमित नहीं:-

क) योजना रिजर्व मार्जिन;

ख) पिछले 5 वर्षों के लिये प्रति घंटा समय ब्लॉक प्रस्तावों में राज्य/वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा पूरी की गई वास्तविक मांग;

ग) योजना अवधि के दौरान अनुमानित भार वृद्धि;

घ) समालोचनात्मक लक्षण, मशीन की विशिष्टता, हाइड्रो मशीनों के लिये हाइड्रोलॉजी और थर्मल और हाइड्रो जेनरेशन संयंत्रों के तकनीकी पैरामीटर्स, जैसे:

I. संयंत्र का नाम, स्थान (राज्य/क्षेत्र);

II . क्षमता (मेगावाट) (मौजूदा और नियोजित क्षमताओं के लिये);

III. तापीय उत्पादन स्टेशनों के लिये ताप दर;

IV सहायक उपभोग (मेगावाट)

V. अधिकतम एवं न्यूनतम उत्पादन सीमा (मेगावाट);

VI . रैंप अप और रैंप डाउन दर (मेगावाट/मिनट);

VII . स्टार्ट-अप समय;

VIII . संयंत्र उपलब्धता कारक (समय का %), आदि; और

IX. नवीकरणीय संसाधन-आधारित बिजली संयंत्रों के लिये क्षमता उपयोग कारक (सीयूएफ)।

ङ) प्रत्येक उत्पादन संयंत्र के लिये सभी विशेषताओं और मापदंडों को उनके मूल्यों के साथ संसाधन योजना में प्रदान किया जायेगा;

च) निर्माणाधीन क्षमता/उत्पादन क्षमता की हानि/अनुबंधित क्षमता/द्विपक्षीय अनुबंध;

छ) संभाव्य प्रौद्योगिकियां, विभिन्न परिसंपत्तियों की पूर्णता की समयाविधि और जीवनकाल;

ज) नवीकरणीय उत्पादन की क्षमताएं और उत्पादन रूपरेखा;

झ) उत्पादन क्षमताओं की ऐतिहासिक अनिवार्य आउटेज दरें और नियोजित संधारण दरें;

ञ) ऊर्जा भंडारण दायित्व लक्ष्य इत्यादि सहित नवीकरणीय क्रय दायित्व (आरपीओ);

ट) बाध्यताओं जैसे कि मांग पूरी न होने पर जुर्माना, अनिवार्य आउटेज, और राज्य ग्रिड कोड और भारतीय विद्युत ग्रिड कोड में परिभाषित सिस्टम उत्सर्जन सीमाएँ और पर्यावरण, वन और जलवायु परिवर्तन मंत्रालय द्वारा निर्दिष्ट उत्सर्जन मानदंड, को परिलक्षित किया जायेगा और उन्हें सूचीबद्ध किया जायेगा।

8.4 दीर्घकालिक और मध्यम अवधि की विद्युत क्रय योजना के लिये मेगावाट में विद्यमान संसाधन मानचित्र विकसित करने के लिये वितरण अनुज्ञप्तिधारी को

इसके सभी विद्यमान संसाधनों, आगामी संसाधनों, और अप्रचलित संसाधनों का मानचित्र तैयार करेगा।

9. **उत्पादन संसाधनों की क्षमता क्रेडिटिंग**

9.1 वितरण अनुज्ञप्तिधारी इस विनियम के खंड 9.2 के अंतर्गत उल्लिखित शुद्ध भार आधारित दृष्टिकोण को लागू करके अपने अनुबंधित उत्पादन संसाधन के लिये क्षमता क्रेडिट (सीसी) फैक्टर की संगणना करेगा। रोलिंग आधार पर पिछले पाँच वर्षों के लिये अनुबंधित उत्पादन संसाधन के प्रत्येक प्रकार के लिये क्षमता क्रेडिट (सीसी) फैक्टर का पाँच वर्ष औसत उत्पादन संसाधन नियोजन के उद्देश्य के लिये क्रेडिट कारक के रूप में माना जायेगा।

9.2. उत्पादन संसाधन (पवन और सोलर सहित) के लिये क्षमता क्रेडिट (सीसी) फैक्टर का निर्धारण करने के लिये शुद्ध भार आधारित दृष्टिकोण/कार्यविधि निम्न प्रकार अपनाया जायेगा:

क) प्रत्येक वर्ष के लिये, 8760 घंटे (या समय खण्ड) के लिये प्रत्येक घंटे रिकॉर्ड किया गया सकल भार घटते क्रम में व्यवस्थित किया जायेगा।

ख) प्रत्येक घंटे के लिये, शुद्ध भार की गणना 8760 घंटे (या समय खण्ड) के लिये उस भार के अनुरूप वास्तविक पवन या सोलर जेनरेशन को घटाकर गणना की जाती है और फिर स्टेप की तरह घटते क्रम में व्यवस्थित किया जाता है।

ग) इन दो भार अवधि वक्रों के मध्य का अंतर, पवन उत्पादन या सोलर उत्पादन, जैसा भी मामला हो, के क्षमता कारक के योगदान को दिखाता है।

घ) पवन या सोलर पावर से विद्युत बनाने की अधिष्ठापित क्षमता को टॉप 'x (एक्स)' भार घंटों के अनुरूप जोड़ा जाता है, जहां x = 250 घंटे या वार्षिक घंटों का 10% (876 घंटे), जैसा कि आयोग द्वारा राज्य के भार की विशेषताओं के आधार पर निर्धारित किया जा सकता है।

ड़) इन टॉप 'x (एक्स)' घंटों के अनुरूप पवन या सोलर से होने वाले कुल उत्पादन को जोड़ा गया है।

च) नीचे दिए गए सूत्र के अनुसार परिणामी सीसी फैक्टर (टॉप भार 'X (एक्स)' घंटे के लिये कुल उत्पादन)/(टॉप भार 'X (एक्स)' घंटे के लिये अधिष्ठापित नवीकरणीय उर्जा क्षमता) है:

$$\text{सीसी फैक्टर} = \frac{\text{टॉप 'X (एक्स)' घंटे के लिये नवीकरणीय उर्जा उत्पादन का योग}}{\text{टॉप 'X (एक्स)' घंटे के लिये नवीकरणीय उर्जा क्षमता का योग}}$$

छ) सीसी फैक्टर निर्धारण के लिये प्रक्रिया पिछले पाँच वर्षों के प्रत्येक वर्ष के लिये किया जायेगा और परिणामी सीसी पिछले 5 वर्ष के सीसी मूल्यों का औसत है।

9.3. अंतर्राज्य अनुबंधित नवीकरणीय उर्जा उत्पादन या राज्यान्तर्गत नवीकरणीय उर्जा संसाधन के प्रयोजनार्थ, वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा यथा अनुबंधित, ग्रिड (अर्थात अंतर-राज्यीय या राज्यान्तर्गत, जैसा भी मामला हो) में जहां ऐसा संसाधन स्थित है नवीकरणीय उर्जा या उत्पादन संसाधन के लिये सीसी कारक का योगदान विचार किया जायेगा। इस प्रयोजनार्थ, प्राधिकारी या आयोग द्वारा यथा निर्दिष्ट सीसी कारकों पर विचार किया जायेगा।

9.4. हाइड्रो उत्पादन संसाधन के लिये सीसी फैक्टर की गणना बांध-आधारित/ भंडारण-आधारित जल विद्युत परियोजनाएँ और रन-ऑफ-द-रिवर हाइड्रो पावर परियोजनाओं के लिये अलग-अलग सीसी फैक्टर्स के साथ पानी की उपलब्धता के आधार पर की जायेगी। तापीय संसाधन के लिये सीसी की गणना कोयले की उपलब्धता और अनिवार्य आउटेज के आधार पर की जायेगी।

9.5 वितरण अनुज्ञप्तिधारी अपने अनुबंधित संसाधन के लिये सीसी कारकों को राज्य भार प्रेषण केन्द्र के साथ साझा करेगा, साथ ही इसकी संगणना का औचित्य भी देगा।

9.6 राज्य भार प्रेषण केन्द्र राज्य की कुल मांग और राज्य शुद्ध भार और राज्य में उपलब्ध अनुबंधित नवीकरणीय ऊर्जा उत्पादन संसाधनों पर विचार करते हुये राज्य-विशिष्ट सीसी कारक की गणना करेगा और समय-समय पर प्राधिकरण

तथा एनएलडीसी और आरएलडीसी को ऐसी सीसी कारक की सूचना प्रस्तुत करेगा।

9.7. नये नवीकरणीय ऊर्जा संयंत्रों (<5 वर्ष) के लिये, क्षमता क्रेडिट उपलब्ध डेटा के साथ-साथ सीईए/आयोग द्वारा अनुमोदित बेंचमार्क, यदि कोई हो, पर आधारित होगा।

10. योजना रिजर्व मार्जिन (पीआरएम) का निर्धारण

10.1. योजना रिजर्व मार्जिन (पीआरएम), उत्पादन संसाधन योजना के प्रयोजनार्थ विचार किये जाने वाले अपेक्षित राष्ट्रीय अधिकतम मांग में राज्य अनुरूपी अंश में अधिक क्षमता का प्रतिशत है।

10.2. ऐसा योजना रिजर्व मार्जिन (पीआरएम), प्राधिकरण द्वारा जैसा विहित किया जाये, भार की हानि की संभाव्यता (एल ओ एलपी) और सामान्यीकृत उर्जा प्रदान नहीं की गयी (एनईएनएस) के निबन्धनों के अनुसार विश्वसनीयता सूचकांको पर आधारित होगा।

10.3. वितरण अनुज्ञप्तिधारी को संसाधन पर्याप्तता आवश्यकता और उत्पादन संसाधन क्षमता नियोजन के लिये अपनी योजना बनाते समय इन विनियमों के विनियम 10.1 और 10.2 के अधीन निर्धारित पीआरएम पर विचार किया जायेगा।

10.4. वितरण अनुज्ञप्तिधारी, आयोग से पूर्व अनुमोदन के अध्यधीन, उच्चतर योजना रिजर्व मार्जिन पर विचार कर सकता है।

10.5. वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा राज्य स्तर पर संसाधन पर्याप्तता योजना में, राज्य-स्तर एकीकृत संसाधन योजना बनाते समय पीआरएम को ध्यान में रखा जायेगा।

10.6 राजस्थान राज्य के लिये योजना रिजर्व मार्जिन (पीआरएम) 10% से कम नहीं होगा, जब तक कि प्राधिकरण या आयोग द्वारा अन्यथा निर्दिष्ट न किया जाये;

11. **संसाधन पर्याप्तता आवश्यकता एवं इसका आवंटन**

11.1.वितरण अनुज्ञप्तिधारी, विद्यमान एवं योजनाबद्ध अनुबंधित उत्पादन संसाधनों के लिये क्षमता क्रेडिटिंग के लिये समायोजित उपलब्ध क्षमता को ध्यान में रखते हुये, मांग और पीआरएम की पूर्तिकरने के लिये क्षमता आवश्यकता का निर्धारण करेगा।

11.2 विनियम 11.1 में यथा निर्धारित उपलब्ध क्षमता को तब 15 मिनट के अन्तराल या उससे अधिक समय एक्सिस पर प्लाट किया जायेगा, परन्तु एक घंटे से अधिक नहीं।

11.3. वितरण अनुज्ञप्तिधारी, संसाधन अंतराल को परिलक्षित करने के लिये, इन विनियमों के विनियम 6 में विकसित मांग पूर्वानुमान में से विनियम 11.2 में विकसित संसाधन मानचित्र को घटायेगा।

11.4 वितरण अनुज्ञप्तिधारी अधिकतम सम्भाव्य संसाधन अंतराल का निर्धारण करने के लिये अतिसंवेदनशीलता और संभाव्यता विश्लेषण करेगा। जबकि समय-समय पर जारी किये गये मध्यम और दीर्घावधि विद्युत मांग पूर्वानुमान के लिये दिशानिर्देशों में सीर्इए द्वारा निर्दिष्ट के अनुसार कम से कम तीन भिन्न परिस्थितियों (अधिक संभाव्य, सामान्य व्यापार एवं निराशापूर्ण परिस्थितियां) को सुनिश्चित करते हुये यह मांग पूर्वानुमान सम्भाव्य परिस्थितियों के लिये दीर्घावधि, मध्यम अवधि और अल्पाविधि संसाधन अंतराल योजनाओं को भी विकसित करेगा।

11.5. अधिकतम संभाव्य परिदृश्य के आधार पर, संसाधन पर्याप्तता आवश्यकता की पूर्ति के लिये वितरण अनुज्ञप्तिधारी प्रत्येक वर्ष के दीर्घावधि, मध्यम अवधि और अल्पावधि वितरण संसाधन पर्याप्तता योजना का विकास करेगा।

11.6 विश्वसनीय आपूर्ति लक्ष्यों को सुनिश्चित करने के लिये राष्ट्रीय स्तर पर इष्टतम योजना रिजर्व मार्जिन (पीआरएम) आवश्यकता निर्धारित करने के लिये जैसा केन्द्रीय विद्युत जैसा प्राधिकरण द्वारा प्रकाशित किया जाये दीर्घावधि राष्ट्रीय संसाधन पर्याप्तता योजना (एलटी-एनआरएपी) और आगामी एक वर्ष के लिये जैसा एनएलडीसी द्वारा प्रकाशित किया जाये अल्पावधि राष्ट्रीय संसाधन पर्याप्तता योजना (एसटी-एनआर एपी), संसाधन पर्याप्तता अभ्यास करने के लिये वितरण अनुज्ञप्तिधारी के लिये मार्गदर्शन के रूप में कार्य करेगा।

11.7 राज्य के लिये एलटी-एनआरपी में दिये गये राष्ट्रीय अधिकतम में आवंटित अंश के आधार पर, राज्य भार प्रेषण केन्द्र एलटी-एनआरएपी के प्रकाशन के 15 दिनों के भीतर राष्ट्रीय अधिकतम में प्रत्येक वितरण अनुज्ञप्तिधारी का अंश आवंटित करेगा।

11.8 वितरण अनुज्ञप्तिधारी, एलटी-एनआरएपी में दिये गये राष्ट्रीय अधिकतम में अंश के आधार पर, एलटी-एनआरएपी द्वारा विहित राज्य की राष्ट्रीय अधिकतम समवर्ती मांग से अधिक क्षमताओं को अनुबंधित करने की योजना करेगा या राष्ट्रीय स्तर पर अधिकतम मांग के समय अपनी संसाधन पर्याप्तता आवश्यकता (आरएआर) की पूर्ति के लिये अधिक मात्रा में क्रय करेगा।

11.9 वितरण अनुज्ञप्तिधारी कुल आपूर्ति पक्ष आरएआर के 75-80% (यह मूल्य सीईए द्वारा निर्देशित समय-समय पर परिवर्तन के अधीन है) या आयोग द्वारा यथा निर्दिष्ट सीमा में दीर्घकालिक अनुबंधों का हिस्सा रखेगा। मध्यम अवधि के अनुबन्धों का अंश आरएआर के 10-20% की सीमा में रहेगा जबकि आरएआर का शेष अल्पावधि अनुबन्ध के माध्यम से पूरा किया जायेगा।

बशर्ते कि डे-अहेड मार्केट (डीएएम) या आरटीएम के माध्यम से विद्युत क्रय को आरएआर की पूर्तिके योगदान के प्रति नहीं माना जायेगा।

बशर्ते यह भी कि आयोग स्वप्रेरणा से या डिस्कॉम द्वारा किये गये आवेदन पर, पृथक आदेश द्वारा उपर्युक्त प्रतिशत को संशोधित कर सकता है।

11.10 अधिकतम मांग और उर्जा आवश्यकता की पूर्ति के लिये, वितरण अनुज्ञप्तिधारी 10 वर्षीय दीर्घावधि वितरण संसाधन पर्याप्तता योजना (एलटी-डीआरएपी) तैयार करेगा।

11.11. एलटी-डीआरएपी बनाते समय वितरण अनुज्ञप्तिधारी पीआरएम क्षमता क्रेडिट इत्यादि जैसे इनपुट्स को एलटी-एनआरएपी से ले सकता है और आगामी वर्ष (वर्षों) के लिये प्रमाणीकरण तथा पुनरीक्षण हेतु प्रत्येक वर्ष 30 सितम्बर तक केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण को अपनी योजनायें प्रस्तुत करेंगे।

11.12. वितरण अनुज्ञप्तिधारी, केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण की स्वीकृति प्राप्त होने की तिथि से 15 दिनों के भीतर आयोग को आरएआर की पूर्ति के लिये आवश्यक समर्थक दस्तावेजो के साथ एलटी-डीआरएपी (केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा सम्यक रूप से पुनरीक्षित) प्रस्तुत करेगा।

11.13 वितरण अनुज्ञप्तिधारी को राष्ट्रीय अधिकतम की पूर्तिके प्रति अपने योगदान की आवश्यकता की पूर्ति के लिये प्रथम वर्ष के लिये 100 प्रतिशत अनुबंध (टाई-अप) और द्वितीय वर्ष के लिये न्यूनतम 90 प्रतिशत अनुबन्ध भी प्रदर्शित करना होगा। केवल दीर्घ/मध्यम/अल्प-अवधि अनुबन्ध वाले संसाधन को ही आरएआर में योगदान के देने के लिये विचारित किया जायेगा।

11.14 आगामी तीन वर्षों के लिये, वितरण अनुज्ञप्तिधारी को आयोग की स्वीकृति के लिये, राष्ट्रीय अधिकतम की पूर्तिके लिये अपने योगदान की अनुमानित आवश्यकता को पूरा करने को लिये योजना भी प्रस्तुत करेगा।

11.15 सिस्टम का यथा अंश के अनुबंधित क्षमता जिसे कि अपेक्षित अतिरिक्त क्षमता के लिये इष्टतम किया जायेगा, को विचारित करते हुये वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा एलटी-डीआरएपी रोलिंग आधार पर किया जायेगा।

11.16 एलटी-डीआरएपी के माध्यम से वितरण अनुज्ञप्तिधारी, आयोग को अपनी अधिकतम मांग और उर्जा की आवश्यकता को पूरा करने के लिये पावर एक्सचैंज सहित दीर्धावधि, मध्यम अवधि और अल्पावधि अनुबन्धों के मिश्र के साथ अपनी योजना प्रदर्शित करेगा।

बशर्ते कि वितरण अनुज्ञप्तिधारी अनुबन्धों का अंश इन विनियमों के विनियम 11.9 के अधीन यथा उल्लेखित सीमा में रखेगा।

11.17 वितरण अनुज्ञप्तिधारी के अनुबन्धो के सम्पूर्ण मिश्र में दीर्घावधि राष्ट्रीय अनुबन्धों का अंश राष्ट्रीय अधिकतम के आरएआर की पूर्ति के लिये निर्धारित दीर्घावधि अनुबन्धों की मात्रा और स्वयं की उर्जा और अधिकतम आवश्यकता की पूर्ति के लिये एलटी-डीएआरपी से प्राप्त मात्रा कम से कम अधिकतम के बराबर होगी।

11.18 राज्य भार प्रेषण केन्द्र, एलटीडीआरएपी-अध्ययन के परिणामों के आधार पर आधारित राज्य स्तर पर परिचालन योजना के वार्षिक आधार पर एक वर्ष का भावी दृष्टिगत एसटी-डीआरएपी (अल्पावधि वितरण संसाधन पर्याप्तता योजना) तैयार करेगा। राज्य भार प्रेषण केन्द्र उत्पादन संसाधनों की वास्तविक उपलब्धता के आधार पर दैनिक, मासिक और त्रैमासिक आधार पर एसटी-डीआरएपी की समीक्षा करेगा।

अध्याय - 5

क्रय योजना

12. क्रय योजना में निम्न समाहित होगे:

(क) इष्टतम विद्युत क्रय संसाधन मिश्र;

(ख) क्रय प्रकार और समयावधि के साधन; और

(ग) क्षमता की साझेदारी।

13. क्रय संसाधन मिश्र

13.1. विद्युत क्रय व्यूहरचना में, वितरण अनुज्ञप्तिधारी इष्टतम क्रय उत्पादन संसाधन मिश्र सुनिश्चित करेगा और विश्वस्तता मानको और नवीकरणीय क्रय बाध्यता लक्ष्यों की पूर्ति करते हुये विद्युत क्रय संसाधन विकल्पों के अपने पोर्टफोलियों में अक्षय उर्जा स्त्रोतों के अबाध एकीकरण की सुविधा भी प्रदान करेगा। अग्रतर, भावी क्षमता मिश्र में विद्यमान क्षमतायें, योजनाबद्ध क्षमतायें, और वितरण अनुज्ञप्तिधारियों की बढ़ती हुई मांग की पूर्ति के लिये आवश्यक अपेक्षित अतिरिक्त क्षमता सम्मिलित हो सकती है जिसमें उत्पादन संसाधन के उचित गेस्टेशन अवधि को ध्यान में रखा जायेगा।

13.2. इष्टतम उत्पादन क्रय संसाधन मिश्र को परिलक्षित करने के लिये, वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा ग्रसित क्षमता से बचने के लिये इष्टतमकारी तकनीक और न्यूनतम लागत वाली मॉडलिंग को नियोजित करना होगा। वितरण अनुज्ञप्तिधारी इसे आयोग को स्वीकृति हेतु प्रस्तुत की जाने वाली एलटी डीआरएपी में प्रदर्शित करेगा।

13.3. वितरण अनुज्ञप्तिधारी की भावी मांग और संसाधन पर्याप्तता आवश्यकता (आरएआर) की बाध्यताओं की पूर्ति के लिये, संसाधन पर्याप्तता अध्ययन के परिणामों से प्राप्त आउटपुट के आधार पर, संसाधन के सर्वोत्तम पोर्टफोलियो का अनुबन्ध करेगा।

13.4 आरएआर की पूर्ति हेतु योगदान के प्रति वितरण अनुज्ञप्तिधारी उत्पादन संसाधनों के दीर्घ/मध्यम/अल्प-अवधि अनुबन्धों का विचार करेगा।

बशर्ते कि डे-अहेड मार्केट (डीएएम) या आरटीएम के माध्यम से विद्युत क्रय को आरएआर की पूर्ति के योगदान के प्रति नहीं माना जायेगा।

13.5 वितरण अनुज्ञप्तिधारी अपने स्वयं की अधिकतम मांग की पूर्तिके किये एलटी-डीआरएपी पर आधारित अतिरिक्त संसाधनों की अनुबन्ध करेगा।

13.6 नवीकरणीय क्रय बाध्यता लक्ष्यों की पूर्तिके लिये नवीकरणीय उर्जा स्त्रोतों से विद्युत क्षमता क्रय प्रासंगिक विनियमो के अनुसार किया जायेगा।

13.7 पवन, सोलर पीवी, पवन सोलर हाइब्रिड और रात-दिन उत्पादन स्त्रोत से विद्युतक्रय विद्युत मंत्रालय द्वारा अधिसूचित टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के दिशानिर्देशों के अनुसार की जायेगी ।

13.8 विद्युत मंत्रालय द्वारा अधिसूचित टैरिफ आधारित प्रतिस्पर्धी बोली प्रक्रिया के दिशानिर्देशों के अनुसार वितरण अनुज्ञप्तिधारी, बैटरी उर्जा भण्डारण प्रणाली (बीर्इएसएस) या पंप्ड भण्डारण परियोजनायें या किसी दूसरे भण्डारण प्रोद्योगिकी में आने वाले वर्षों के लिये एलटी-डीआरएपी क्षमता परिवर्धन आवश्यकता के परिणामों के अनुरूप भण्डारण क्षमता का अनुबन्ध करेगा।

बशर्ते कि (क) भंडारण प्रणालियों के लिये सीसी कारक ऊर्जा अवधि (घंटे), राउंड ट्रिप दक्षता, गिरावट कारक और विशिष्ट भंडारण प्रौद्योगिकी की प्रेषण बाधाओं के आधार पर निर्धारित किया जायेगा; (बी) हाइब्रिड अक्षय उर्जा+भंडारण परियोजनाओं को सीसी गणना के लिये एकल संसाधन के रूप में व्यवहृत किया जा सकता है, जिसमें संयुक्त सीसी कारक फर्म क्षमता प्रतिबद्धता को दर्शाता है;

13.9 वितरण अनुज्ञप्तिधारी राज्य उत्पादन केन्द्रों/केंद्रीय उत्पादन केन्द्रो/स्वतंत्र विद्युत उत्पादको/ केप्टिव विद्युत संयत्रों (सीपीपी) /नवीकरणीय विद्युत संयंत्रो साथ ही सह-उत्पादन संयंत्रों/केन्द्रीय एजेंसिया/राज्य एजेंसियों/मध्यवर्ती संस्थायें/ व्यापारी/एग्रीगेटर्स/पॉवर एक्सचेंज या द्विपक्षीय समझौतों/बैकिंग व्यवस्थाओं के

माध्यम से और आयोग द्वारा यथा अनुमोदित अन्य स्त्रोतों के माध्यम से विद्युत का अनुबन्ध करेगा।

टिप्पणी: संतुलन के लिये डीएएम/आरटीएम की अनुमति है, लेकिन इसे निश्चित पर्याप्तता के लिये नहीं गिना जाता है।

14. **क्रय के प्रकार और समयावधि**

14.1. वितरण अनुज्ञप्तिधारी, संसाधन क्रय के प्रकार और समयावधि का निर्धारण करते समय, यह सुनिश्चित करेगा कि प्रसारण की कठिनाइयों और क्षेत्र के बाहर से और यदि आवश्यक हो तो सम्पूर्ण क्षेत्र से क्रय की लागत को ध्यान में रखते हुये न्यूनतम स्त्रोत की उपलब्धता के अधीन क्रय अनुबन्ध प्रथमत: क्षेत्र में ही किया जाये।

14.2 वितरण अनुज्ञप्तिधारी उत्पादन संसाधन मिश्र को परिलक्षित करेगा और साथ ही दीर्घावधि, मध्यम-अवधि और अल्पावधि में क्रय की व्यूहरचना तैयार करेगा और आयोग की स्वीकृति लेगा।

14.3 वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा अपनी समस्त विद्युत क्रय योजना के प्रस्ताव में दीर्घकालिक और मध्यम अवधि की व्यवस्थाओं के माध्यम से पर्याप्त अनुबंध पर अधिक जोर दिया जायेगा और यह सुनिश्चित किया जायेगा कि नये दीर्घावधि और मध्यम अवधि अनुबन्ध करने से ग्रसित क्षमता के संचय के प्रति योगदान नहीं हो और ग्रसित क्षमता से सम्बद्ध निर्धारित लागत के कारण उपभोक्ताओं पर अतिरिक्त भार नहीं हो।

14.4 वार्षिक रोलिंग योजना के माध्यम से वितरण अनुज्ञप्तिधारी वर्तमान एवं योजनाबद्ध क्रय व्यवस्थाओं को ध्यान में रखते हुये दीर्घावधि/मध्यम अवधि/अल्पावधि के माध्यम से वृद्धिशील क्षमता वृद्धि सुनिश्चित करेगा।

15. क्षमता की साझेदारी

15.1 स्त्रोत पर्याप्तता योजना तैयार करते समय, वितरण अनुज्ञप्तिधारी को दीर्घावधि/मध्यम अवधि/अल्पावधि हेतु क्षमता साझेदारी की संभावना को ध्यान में रखेगा और केन्द्रीय आयोग/केन्द्रीय सरकार द्वारा सृजित अन्तर्राज्य क्षमता साझेदारी या ट्रेडिंग तंत्र के लिये प्लेटफार्म का बेहतर उपयोग करेगा और जहां तक सम्भव हो क्षमता लागत को इष्टतम करेगा।

16. **विद्युत क्रय समझौता का अनुमोदन**

16.1. आवश्यकता, विद्युत क्रय की लागत की युक्तियुक्तता, और कुशल, मितव्ययी एवं न्यायसंगत तरीके से कार्य के उन्नयन के दृष्टिकोण में कोई भी नयी क्षमता व्यवस्था/टाई-अप आयोग की पूर्व स्वीकृति के अध्यधीन होगा।

16.2 विभिन्न स्त्रोतों से दीर्घ/मध्यम/अल्पावधि के सभी क्रय समय-समय पर केन्द्रीय सरकार और आयोग द्वारा जारी किये गये दिशानिर्देशों/नियमों/विनियमों/नीतियों के अनुसार किया जायेगा।

16.3 वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा दीर्घ/मध्यम-अवधि के लिये सभी नये विद्युत क्रय समझौता या विद्यमान दीर्घ/मध्यम अवधि विद्युत क्रय समझौता/विद्युत विक्रय समझौता में संशोधन आयोग की पूर्वस्वीकृति के अध्यधीन होगा।

16.4 संसाधन पर्याप्तता योजना के साथ, वितरण अनुज्ञप्तिधारी अलग-अलग पारम्परिक विद्युत संयंत्रों के साथ-साथ अक्षय उर्जा जनरेटर और भण्डारण संयंत्रो के साथ किये गये सभी विद्यमान विद्युत क्रय समझौतों की सूची प्रस्तुत करेगा।

17. **विद्युत क्रय में विविधता**

17.1 वितरण अनुज्ञप्तिधारी वर्ष के दौरान स्वीकृत संसाधन पर्याप्तता क्रय योजना के अतिरिक्त निम्न के कारण इन विनियमों के साथ-साथ राविविआ (टैरिफ

निर्धारण के लिये नियम एवं शर्तें) विनियम, 2025 के अनुसार अधिक विद्युत का क्रय करेगा-

(क) यदि, विद्युत की मांग में अप्रत्याशित वृद्धि हुई हो या वर्ष के दौरान आपूर्ति के किसी भी स्वीकृत स्रोत से विद्युत आपूर्ति में कमी या विफलता या जब विद्यमान अनुबन्धित स्रोत से विद्युत क्रय दूसरे उपलब्ध स्त्रोत से अधिक महंगा हो जाता है तो इस बारे में विस्तृत अध्ययन करने के पश्चात् वितरण अनुज्ञप्तिधारी विद्युत क्रय के लिये अतिरिक्त समझौता कर सकता है।

(ख) वितरण अनुज्ञप्तिधारी विद्युत क्रय के लिये अल्पावधि व्यवस्था या समझौता इन विनियमो के अनुसार, आयोग की पूर्व स्वीकृति के बिना कर सकता है जब आपातकालीन स्थिति का सामना करना पड़ता है जिससे ग्रिड की स्थिरता को खतरा होता है या जब ग्रिड असफलता को रोकने के लिये राज्य भार प्रेषण केन्द्र/क्षेत्रीय भार प्रेषण केन्द्र द्वारा ऐसा करने का निर्देश दिया जाता है या आपातकालीन परिस्थितियों के दौरान और अन्य राज्यों के साथ अल्पकालिक आधार पर बैकिंग के लिये।

अध्याय 6

निगरानी और अनुपालना

18. **निगरानी और अनुपालना**

18.1 वितरण अनुज्ञप्तिधारी इन विनियमों के अधीन निर्दिष्ट समयसीमा के अनुसार संसाधन पर्याप्तता आवश्यकता का अनुपालन करेगा। अपालना के मामले में, आयोग द्वारा यथा निर्धारित उचित अपालना प्रभार लागू होंगे।

बशर्ते कि वितरण कंपनियों को उनके नियंत्रण से बाहर के कारणों के लिये दंडित नहीं किया जायेगा।

अध्याय 7

भूमिकायें और उत्तरदायित्व और समयसीमा

19 डाटा की आवश्यकता एवं प्रोटोकॉल की साझेदारी

19.1 वितरण अनुज्ञप्तिधारी मांग निर्धारण और पूर्वानुमान से संबंधित सभी डाटा का संधारण करेगा और राज्य भार प्रेषण केन्द्र के साथ साझा करेगा, जैसे कि;

(क) उपभोक्ता डाटा

(ख) ऐतिहासिक मांग डाटा

(ग) मौसम के डाटा

(घ) जनसांख्यिकी और अर्थ वित्तीय भिन्नता

(ड़) वितरण हानियां और राज्यन्तार्गत/अंतर्राज्यीय प्रसारण हानियां

(च) वास्तविक उर्जा आवश्यकता,

(छ) कटौती, विद्युत की अधिकतम मांग, और अधिकतम मांग की पूर्ति के साथ साथ मांग की प्रोफाइल में परिवर्तन (उदाहरणत: कृषि स्थानान्तरण, प्रयोग का समय, इत्यादि); और

(ज) ऐतिहासिक प्रत्येक घंटे का भार प्रतिमान, इत्यादि

19.2 वितरण अनुज्ञप्तिधारी उपभोक्ता के प्रत्येक वर्ग जैसे कि घरेलू, व्यावसायिक, सार्वजनिक प्रकाश व्यवस्था, सार्वजनिक वाटर वर्क्स, कृषि/ सिंचाई, एलटी उद्योग, एचटी उद्योग, संयंत्र, रेलवे कर्षण, थोक (अनौद्योगिक एचटी उपभोक्ता), खुला अभिगम, केप्टिव पावर संयंत्र, भार सर्वेक्षण से जानकारी, अधिकतम मांग में उपभोक्ता श्रेणी का योगदान, मौसमी परिवर्तन के पहलू, इत्यादि, उपभोग के प्रोफाइल से सम्बन्धित अपने डाटाबेस में कम से कम पूर्ववर्ती 10 वर्षो का डाटा या उपलब्ध अवधि के डाटा का संधारण करेगा और अपने डाटाबेस में सांख्यिकी के वार्षिक आधार पर 10 वर्षों के अनुपालन की दिशा में काम करना होगा।

19.3 राज्य भार प्रेषण केन्द्र, वितरण अनुज्ञप्तिधारी के लिये विशिष्ट और सम्पूर्ण राज्य के लिये संकलित, उपर उल्लिखित कुल मांग निर्धारण और पूर्वानुमान डाटा से सम्बन्धित आंकडे और डाटाबेस का संधारण करेगा और समय-समय पर क्षेत्रीय/राष्ट्रीय मूल्यांकन की तैयारी के लिये वितरण अनुज्ञप्तिधारी, प्रति घंटा के लिये राज्य-स्तरीय मूल्यांकन को प्राधिकरण/एनएलडीसी एवं आरएफडीसी के साथ साझा करेगा।

19.4 राज्य-स्तरीय क्षमता क्रेडिट कारको की गणना के लिये और राज्यस्तरीय मूल्यांकन की तैयारी के लिये, वितरण अनुज्ञप्तिधारी, प्रति घंटा उत्पादन प्रोफाइल सहित विद्यमान और अनुबंधित क्षमताओं से सम्बधित इनकी तकनीकी और वित्तीय विशेषताओं के साथ राज्य भार प्रेषण केंद्र से सूचना और डाटा साझा कर देगा।

19.5 राज्य भार प्रेषण केन्द्र विद्युत उत्पादन के डाटा को संकलित करेगा और संसाधन पर्याप्तता आवश्यकता के निर्धारण के लिये प्राधिकरण और एनएलडीसी, जैसा भी मामला हो, के साथ राज्य-स्तरीय प्रक्षेपणो को साझा करेगा।

19.6 राज्य भार प्रेषण केन्द्र दैनिक, मासिक और संचालनीय आधार पर संचालनीय संसाधन पर्याप्तता की समीक्षा भी करेगा।

20. **समयसीमा**

20.1. वितरण अनुज्ञप्तिधारी प्रत्येक वर्ष 30 अप्रैल तक राज्यभार प्रेषण केन्द्र को आगामी वर्ष (वर्षों) के लिये मांग पूर्वानुमान प्रस्तुत करेगा।

20.2. राज्य भार प्रेषण केंद्र आगामी वर्ष (वर्षों) के लिये राज्य में वितरण अनुज्ञप्तिधारी की ओर से, प्रत्येक वर्ष 30 मई तक अगले 10 वर्षों के लिये मांग पूर्वानुमान (अधिकतम और उर्जा आवश्यकता), विद्यमान उत्पादन संसाधन का निर्धारण, सीसी घटक सूचना और ऐसी अन्य अतिरिक्त सूचना जो एलटी-

एमआरएपी के लिये आवश्यक हो उसे केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण को और जो एसटी-एनआरएपी के लिये आवश्यक हो उसे एनएनडीसी को प्रस्तुत करेगा।

20.3 विद्युत मंत्रालय द्वारा 28 जून, 2023 को अधिसूचित संसाधन पर्याप्तता योजना संरचना के लिये दिशानिर्देशों के अनुलग्नक-एफ मे प्रावाधित समयसीमा के अनुसार, प्रत्येक वर्ष 15 जुलाई तक आगामी वर्ष (वर्षों) के लिये केन्द्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा एलटी-एनआरएपी रिपोर्ट प्रकाशित की जायेगी और प्रत्येक वर्ष 31 जुलाई तक आगामी वर्ष (वर्षों) के लिये एनएलडीसी द्वारा एसटी-एनआरए की रिपोर्ट प्रकाशित की जायेगी।

20.4 एलटी-एनआरएपी रिपोर्ट के प्रकाशन के 15 दिनों के भीतर एसएलडीसी राष्ट्रीय अधिकतम में प्रत्येक वितरण अनुज्ञप्तिधारी का आवंटित करेगा।

20.5 वितरण अनुज्ञप्तिधारी आगामी वर्ष (वर्षो) के लिये प्रमाणीकरण तथा पुनरीक्षण हेतु प्रत्येक वर्ष 30 सितम्बर तक केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण को एलटी-डीआरएपी योजनायें प्रस्तुत करेगा।

20.6.वितरण अनुज्ञप्तिधारी को केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण द्वारा विधिवत सत्यापित एलटी-डीआरएपी योजना, आरएआर की पूर्ति करने के विवरण के साथ, केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण की स्वीकृति प्राप्त होने की तिथि से 15 दिनों के भीतर आयोग को प्रस्तुत करनी होगी।

20.7. आयोग वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा प्रस्तुत संसाधन पर्याप्तता योजना को प्रस्तुत करने की तिथि से 30 दिनों के भीतर अनुमोदित कर सकता है।

20.8. वितरण अनुज्ञप्तिधारी आगामी वर्ष के लिये आरएआर को पूरा करने हेतु अनुबंधित क्षमताओं का विवरण आयोग द्वारा अनुमोदन की तिथि से 30 दिनों के भीतर एसएलडीसी को प्रस्तुत करेगा।

20.9. एसएलडीसी राज्य स्तर पर कुल अनुबंधित क्षमताओं को एकत्रित करेंगे और वितरण अनुज्ञप्तिधारी से प्राप्ति की तिथि से 15 दिनों के भीतर आयोग को सूचित करते हुये आरएलडीसी को जानकारी प्रस्तुत करेंगे।

20.10. विद्युत मंत्रालय द्वारा दिनांक 28 जून, 2023 को अधिसूचित भारत के लिये संसाधन पर्याप्तता योजना ढांचा संबंधी दिशानिर्देशों के अनुलग्नक-एफ में दी गई समयसीमा के अनुसार, आरएलडीसी को क्षेत्रीय स्तर पर क्षमताओं को एकत्रित करना होगा और प्रत्येक वर्ष 20 फरवरी तक एनएलडीसी को जानकारी प्रस्तुत करनी होगी।

20.11.एनएलडीसी द्वारा सूचित शेष क्षमता की कमी के लिये अनुबंध वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा आगामी वर्ष (वर्षों) के लिये प्रत्येक वर्ष मार्च के अंत तक पूरा किया जायेगा।

बशर्ते कि यदि एनएलडीसी का संचार किसी भी वर्ष के 31 जनवरी के पश्चात् प्राप्त होता है, वितरण अनुज्ञप्तिधारी को शेष क्षमता के अनुबंध को पूरा करने के लिये एनएलडीसी के संचार की तिथि से अतिरिक्त 60 दिन दिये जायेंगे।

20.12.वितरण अनुज्ञप्तिधारी शेष क्षमता का अनुबंध करने के पश्चात् आयोग को जानकारी प्रस्तुत करेगा। वितरण अनुज्ञप्तिधारी प्रत्येक वर्ष 20 मार्च तक शेष क्षमता के अनुबंध के लिये समय विस्तार हेतु आयोग से अनुमोदन प्राप्त करने का अनुरोध कर सकता है।

अध्याय 8

विविध

21. वेबसाइट पर सूचना का प्रकाशन

21.1. वितरण अनुज्ञप्तिधारी और जनरेटर द्वारा मासिक/साप्ताहिक/डे-अहेड/अंत: दिन के भीतर विद्युत क्रय/विक्रय का कार्यक्रम, ऐसे क्रय/विक्रय के 45 दिनों के भीतर

वितरण अनुज्ञप्तिधारियों और एसएलडीसी की वेबसाइटों पर वर्तमान और संग्रहीत डाटा तक आसान पहुंच के साथ उपलब्ध कराया जायेगा।

21.2. एसएलडीसी अपनी वेबसाइट पर प्रत्येक जनरेटिंग स्टेशन की प्रति यूनिट परिवर्तनीय लागत के साथ मासिक मेरिट ऑर्डर डिस्पैच (एमओडी) स्टैक भी प्रकाशित करेगा।

22. समर्पित प्रकोष्ठों का गठन

22.1. वितरण अनुज्ञप्तिधारी इन विनियमों के लागू होने के तीन माह के भीतर संसाधन पर्याप्तता के लिये योजना प्रकोष्ठ स्थापित करेंगे। इस प्रकोष्ठ में मांग का पूर्वानुमान लगाने, संसाधन पर्याप्तता अध्ययन करने, विद्यमान और नए संसाधनों का इष्टतम उपयोग करने आदि के लिये आवश्यक क्षमता और उपकरण होने चाहिये।

22.2. वितरण अनुज्ञप्तिधारी द्वारा वास्तविक समय के आधार पर विद्युत क्रय/विक्रय के लिये एक और चौबीसों घंटे चलने वाला समर्पित प्रकोष्ठ भी गठित किया जायेगा साथ ही साथ यह पावर एक्सचेंजों या किसी अन्य माध्यम से एक ही दिन में, एक दिन पहले और एक सप्ताह पहले विद्युत क्रय करेगा। वितरण अनुज्ञप्तिधारी इन विनियमों की भावना के अनुरूप समर्पित प्रकोष्ठों की कार्यप्रणाली के लिये उपयुक्त दिशानिर्देश तैयार करेगा और इन विनियमों के लागू होने की तिथि से 45 दिनों के भीतर आयोग को इसकी सूचना देगा।

23. मूल्यांकन हेतु परामर्श

वितरण अनुज्ञप्तिधारी राज्य क्षेत्र की उत्पादन कंपनियों, केंद्रीय क्षेत्र की उत्पादन कंपनियों, प्रसारण कंपनियों, राष्ट्रीय/क्षेत्रीय/राज्य भार प्रेषण केंद्र और केंद्रीय विद्युत प्राधिकरण आदि के परामर्श से संसाधन पर्याप्तता योजना तैयार करेगा। यह व्यापारिक कंपनियों और अधिशेष विद्युत वाले राज्यों से भी पूछताछ करेगा ताकि देश भर में

व्यस्ततम, अव्यस्ततम और सामान्य अवधियों के लिये विद्युत की संभावित उपलब्धता और कीमत का अनुमान लगाया जा सके। वितरण अनुज्ञप्तिधारी प्रासंगिक अनुभव रखने वाली अनुसंधान एजेंसियों से भी परामर्श करेगा।

24. आदेश जारी करने और कार्यप्रणाली संबंधी निर्देश देने की शक्ति

विद्युत अधिनियम, 2003 और इन विनियमों के प्रावधानों के अधीन रहते हुये, आयोग समय-समय पर ऐसे आदेश और कार्यप्रणाली संबंधी निर्देश जारी कर सकता है जिन्हें इन विनियमों के कार्यान्वयन और पालन की जाने वाली प्रक्रिया के लिये उपयुक्त समझा जाए।

25. शिथिल करने की शक्ति

आयोग सामान्य या विशेष आदेश द्वारा, लिखित रूप में दर्ज किए जाने वाले कारणों के आधार पर, स्वयं की पहल पर या किसी इच्छुक व्यक्ति द्वारा उसके समक्ष किए गए आवेदन पर इन विनियमों के किसी भी प्रावधान में छूट दे सकता है।

26. कठिनाइयों को दूर करने की शक्ति

यदि इन विनियमों के किसी भी प्रावधान को लागू करने में कोई कठिनाई उत्पन्न होती है, तो आयोग अधिनियम और इन विनियमों के प्रावधानों के अनुरूप, ऐसे प्रावधान कर सकता है जो कठिनाई/कठिनाइयों को दूर करने के लिये आवश्यक प्रतीत हों।

27. संशोधन करने की शक्ति

आयोग समय-समय पर आवश्यक प्रक्रियाओं का पालन करते हुये इन विनियमों के किसी भी प्रावधान का परिवर्धन, परिवर्तन, रूपांतरण या उसमें संशोधन कर सकता है।

28. निरसन एवं व्यावृति

28.1. इन विनियमों में ऐसा कुछ भी नहीं माना जायेगा जिससे न्याय के उद्देश्यों की पूर्ति के लिये या आयोग की प्रक्रिया के दुरुपयोग को रोकने के लिये आवश्यक आदेश जारी करने की आयोग की अंतर्निहित शक्ति सीमित हो या उस पर कोई प्रभाव पड़े।

28.2. इन विनियमों में कोई भी बात आयोग को अधिनियम के प्रावधानों के अनुरूप प्रक्रिया अपनाने से नहीं रोकेगी, जो इन विनियमों के किसी भी प्रावधान से भिन्न हो, यदि आयोग किसी मामले या मामलों के वर्ग की विशेष परिस्थितियों को ध्यान में रखते हुये और लिखित रूप में दर्ज किए जाने वाले कारणों से, ऐसे मामले या मामलों के वर्ग से निपटना आवश्यक या उचित समझता है।

28.3. इन विनियमों में कोई भी बात, स्पष्ट रूप से या परोक्ष रूप से, आयोग को किसी ऐसे मामले से निपटने या अधिनियम के तहत किसी ऐसी शक्ति का प्रयोग करने से नहीं रोकेगी जिसके लिये कोई विनियम नहीं बनाये गये हैं, और आयोग ऐसे मामलों, शक्तियों और कार्यों से उस तरीके से निपट सकता है जैसा वह उचित समझे।

28.4. इन विनियमों में निहित कोई भी बात इन विनियमों की अधिसूचना की तिथि से पहले निष्पादित किसी भी विद्युत क्रय समझौते या किसी अन्य वाणिज्यिक समझौते, या पहले से आरम्भ की गयी किसी भी क्रय प्रक्रिया, या आयोग या किसी न्यायालय या न्यायाधिकरण के समक्ष लंबित किसी भी मामले की वैधता को प्रभावित नहीं करेगी। ऐसे सभी समझौते, क्रय प्रक्रियाएं और लंबित मामले अपने-अपने नियमों और शर्तों तथा आयोग के लागू आदेशों द्वारा शासित होते रहेंगे।

28.5. इन विनियमों के विषयवस्तु पर लागू होने वाले राविविआ (विद्युत क्रय एवं वितरण अनुज्ञप्तिधारी की क्रय प्रक्रिया) विनियम, 2004, उसके सभी संशोधनों सहित पठित, इन विनियमों के लागू होने की तिथि से निरस्त माने जाएंगे।

आयोग के आदेशानुसार

सचिव

मूल अंग्रेजी भाषा मे विनियम व उसके हिन्दी रूपान्तरण में अगर अन्तर होता है, तो अंग्रेजी भाषा का अभिप्राय ही मान्य होगा।

RAJASTHAN STATE ELECTRICITY REGULATORY COMMISSION

Notification

Jaipur, March 30, 2026

No. RERC/Secy./Reg./ 162 - In exercise of powers conferred under Section 181 of the Electricity Act, 2003 (Act 36 of 2003), read with Sections 61, 66, 86 thereof and all other provisions enabling it in this behalf, the Rajasthan Electricity Regulatory Commission after previous publication, hereby makes the following Regulations, namely :

Chapter – 1

Objective, Scope & Applicability Definition

1. Short title, commencement and extent of application:

1.1 These Regulations will be called the Rajasthan Electricity Regulatory Commission (Framework for Resource Adequacy) Regulations, 2026.

1.2 These Regulations shall come into force from the date of their publication in the Official Gazette.

2. Objective

2.1. The objective of these Regulations is to enable the implementation of Resource Adequacy framework by outlining a mechanism for planning of generation and transmission resources for reliably meeting the projected demand in compliance with specified reliability standards for serving the load with an optimum generation mix.

2.2. The Resource Adequacy framework shall cover a mechanism for demand assessment and forecasting, generation resource planning, procurement planning, and monitoring and compliance.

3. Scope and Applicability

3.1. These Regulations shall apply to the generating companies, distribution licensees, State Load Despatch Centre, State Transmission Utility, and other grid connected entities and power procuring entity on behalf of Discoms and stakeholders within the State of Rajasthan.

4. Definitions

4.1. In these Regulations, unless the context otherwise requires,

a) "Act" means the Electricity Act, 2003 (No. 36 of 2003) and subsequent amendments thereof;

b) "Authority" or "CEA" means Central Electricity Authority referred to in sub-section 9(1) of Section 70 of the Act;

c) "Capacity Credit" or "CC" means the firm capacity expressed as a percentage of a installed nameplate capacity that is considered for calculation of firm capacity to meet Resource Adequacy Requirements and determined on technology-wise, location-wise, and season-wise basis considering actual generation performance, forced outage rates, fuel availability, and resource variability."

d) "Electric Power Survey" or "EPS" means a periodic electric power survey conducted by the Central Electricity Authority to assess the electricity demand on medium and long-term basis for each Discom/State/Union Territory/Region and for the country;

e) "Expected Energy Not Served" or "EENS" means the expected amount of energy (MUs) that may not be served for each year with in the planning period for Resource Adequacy planning;

f) "Long-Term" means duration exceeding five years for development of demand forecasting and generation resource planning;

g) "Long-Terms Power Procurement" means procurement of power under any arrangement or agreement with a term or duration exceeding five years;

h) "Long-Term Distribution Resource Adequacy Plan" or "LT-DRAP" means plan for assessment of long-term resource adequacy by the Distribution License;

i) "Loss of Load Probability" or "LOLP" means probability that a system's load may exceed the generation and firm power contracts available to meet that load in a year;

j) "Medium-Term" means duration exceeding one year up to five years for development of demand forecasting and generating resource planning;

k) "Medium-Term Power Procurement" means procurement of power under any arrangement or agreement with a term or duration exceeding one year and up to five years;

l) "Medium-Term Distribution Resource Adequacy Plan" or "MT-DRAP" means plan for assessment of medium-term resource adequacy by the Distribution License;

m)"Net Load" means the load derived upon exclusion of actual renewable energy generation (MW) from gross load prevalent on the grid during any time-block;

n) "Normalized Energy Not Served" or "NENS" is normalization of the EENS by dividing it by the total system energy (MUs);

o) "Planning Reserve Margin' or 'PRM' means a percentage of the capacity over and above the State's coincident share in national peak demand as may be laid down by Authority or approved by the Commission from time to time for the purpose of generation resource planning;

Provided that the Planning Reserve Margin (PRM) for the State of Rajasthan shall not be less than 10%, unless otherwise specified by the Authority or the Commission;

p) "Resource Adequacy" or "RA" means a mechanism to ensure adequate generation resources to serve expected demand (including peak, off peak and in all operating conditions) reliably in compliance with specified reliability standards for serving the load with an optimum generation mix and with a focus on integration of environmentally benign technologies after taking into account the need, inter alia, for flexible resources, storage systems for energy shift, and demand response measures for managing the intermittency and variability of renewable energy sources;

q) "Short-Term" means duration up to one year for development of demand forecasting and generation resource planning;

r) "Short-Term Power Procurement" means procurement of power under any arrangement or agreement with a tern or duration of up to one year;

s) "Short-Term Distribution Resource Adequacy Plan" or "ST-DRAP" means plan for assessment of short-term resource adequacy by the Distribution License;

4.2 All other words and expressions used in these Regulations, not specifically defined herein above, but defined in the Act or other Regulations of the Commission or MoP/CEA Guidelines, shall have the meaning assigned to them in the Act or other Regulations of the Commission or MoP/CEA Guidelines.

Chapter 2
General

5. Resource Adequacy Framework

5.1. Resource Adequacy framework shall comprise planning of generating resources for reliably meeting the projected demand in compliance with specified reliability standards for serving the load with an optimum generation mix.

5.2. Resource Adequacy framework shall cover following steps:

a) Demand assessment and forecasting;
b) Generation resource planning;
c) Procurement planning;
d) Monitoring and compliance.

5.3. The Distribution Licensees shall develop and prepare Long-Term Distribution Resource Adequacy Plan (LT-DRAP) (10years), Medium-Term Distribution Resource Adequacy Plan (MT-DRAP) (5 years), and Short-Term Distribution Resource Adequacy Plan (ST-DRAP) (1 year) in accordance with these Regulations.

5.4. All the Distribution Licensees of the state shall, by mutual consent, adopt uniform tools, techniques, software, procedures, etc. for preparation of their respective Resource Adequacy Plans. Jaipur Discom or any other entity duly authorized by all the Distribution Licensees shall act as the Nodal agency for this purpose.

Provided that Jaipur Discom, on behalf of all the Distribution Licensees, or any other entity duly authorised by all the Distribution Licensees for this purpose, may, after compilation of the individual Resource Adequacy Plans and after obtaining due

approval and vetting at the appropriate level, as prescribed under these Regulations, submit the consolidated Resource Adequacy Plan to the Commission."

Chapter 3

Demand Assessment and Forecasting

6. Long-Term and Medium-Term Demand Forecast

6.1. The Distribution Licensee shall develop and prepare demand assessment and forecasting considering the guidelines for Long-Term and Medium-term power demand forecast issued by Central Electricity Authority (CEA) from time to time.

6.2. Demand assessment and forecasting shall cover hourly or sub-hourly assessment and forecasting of demand within the distribution area of Distribution Licensee for Long-term and Medium-term using comprehensive input data, policies and scientific modeling tools.

Provided that for Long-term (10-year) forecasting, seasonal hourly profiles (i.e. representative hours for each season) may be adopted instead of full 8,760-hour detailed granularity, subject to the approval of the Commission.

6.3. The SLDC shall be responsible for providing deviation settlement Mechanism (DSM) accounts to the Distribution Licensee of previous financial year latest by 20th April of each year.

6.4. The Distribution Licensee shall be responsible for the assessment and forecasting of demand (MW) and energy (MUs).

6.5. The Distribution Licensee shall prepare the energy forecast for each consumer category as specified by the Commission in its Retail Supply Tariff Order from time to time.

6.6. The Distribution Licensee shall determine the energy forecast for a consumer category by adopting any of the following and/or combination of following methodologies:

a) Trend Analysis, i.e., year on year/ compounded annual growth rate (CAGR) for past period and time series analysis;
b) End Use or Partial End Use method;
c) Auto-regressive integrated moving average (ARIMA) method;
d) Artificial Intelligence (AI) including machine learning, Artificial Neural Network (ANN) techniques; and
e) Econometric Modeling (specifying the parameters used, algorithm, and source of data).

6.7. The Distribution Licensee may use Electric Power Survey (EPS) projections as base and /or any methodology other than the above-mentioned methodologies after providing detailed justification for the methodology adopted for demand forecasting. The Distribution Licensee shall use best fit of various methodologies for the purpose of demand forecast after taking into consideration various scenarios such as most probable, business as usual, and aggressive.

6.8. For the purpose of methodology to be used for energy forecasting of a consumer category, the Distribution Licensee shall conduct statistical analysis and select the method for which standard deviation is lowest and R-square is highest.

6.9. The Distribution Licensee shall utilize state-of-the-art tools, scientific and mathematical methodologies, and comprehensive database such as, but not limited to, weather data, historical data, demographic and econometric data, consumption profiles, impact of policies and drivers, etc. in his area.

6.10. The Distribution Licensee may modify the energy forecast obtained for each consumer category by considering relevant activities. The impact shall be considered by developing trajectories for each but not limited to the activities as follows based on the economic parameters, policies, historical data, and projections for the future:-

a) Demand-Side Management;
b) Open Access;
c) Distributed Energy Resource;

d) Deviation Settlement Mechanism and demand response measures;

e) Electric vehicles and E-Vehicle/E-Rickshaws Charging Stations;

f) Tariff Signals including Time of the Day (ToD) Tariff;

g) Changes in specific energy consumption;

h) Increase in commercial activities with electrification;

i) For agricultural loads, the season-wise change, temperature, area-wise rainfall pattern, impact of water level in agricultural pockets, irrigation facilities, area-wise type of crop, number of crops, increase in number of agricultural pump sets and its solarization;

j) Changes in consumption pattern of seasonal consumers including seasonal variations for Rabi/Kharif season and other crops;

k) Impact of important festivals, working days or non-working days, Peak and Off-Peak hours load pattern; and

l) Policy influences such as, but not limited to, 24X7 supply to all consumers, LED penetration, energy efficiency of appliances, increased use of appliances for cooking/heating/cooling applications, electrification policies, distributive energy resources, storage, polices which can impact econometric parameters, impact of national hydrogen mission, etc. For each policy, a separate trajectory should be developed for each consumer category.

m) Any other factor

6.11. The long and medium-term load profiles of the consumer categories for which load research has been conducted may be refined on the basis of load research analysis. A detailed explanation for refinement conducted must be provided.

6.12. The summation of energy forecast (MUs) for various consumer categories after adjusting energy forecast of captive consumers, prosumers and open access consumers, as the case may be, shall be the energy forecast for the Distribution License at consumer level.

6.13. The Distribution Licensee shall calculate the energy forecast (MUs) of the State by considering Distribution Losses and Intra/Inter-State Transmission losses as per realistic loss trajectory proposed by Licensees;

Provided that for the purposes of estimating Aggregate Revenue Requirement (ARR) for ensuing years and approving true-up of previous years, Distribution/Aggregate Technical and Commercial (AT &C) Losses trajectory as specified by the Commission from time to time shall be considered.

6.14. The peak demand (in MW) shall be determined by considering the average load factor, load diversity factor, seasonal variation factors for the last five years, and the energy forecasts (in MUs). If any other appropriate load factor is considered for future years, a detailed justification shall be provided by the Distribution Licensee for its consideration.

provided that the peak demand shall also be separately determined for summer peak, monsoon peak, winter peak, and evening ramp-up requirements.

6.15. The Distribution Licensee shall conduct sensitivity and probability analysis to determine the most probable demand forecast. It shall also develop long-term and medium-term demand forecasts for possible scenarios, while ensuring that at least three different scenarios (most probable, business as usual, and aggressive scenarios) are developed.

7. Short-Term Demand Forecast and Aggregation of Demand Forecast

A. Short-Term Demand Forecast

7.1. The Distribution Licensee shall develop a methodology for hourly or sub-hourly demand forecasting and shall maintain a historical database.

7.2. For the purpose of ascertaining hourly load profile and for assessment of contribution of various consumer categories to peak demand, load research analysis shall be conducted, and influence of demand response, load shift measures, time of use shall be factored in by The Distribution Licensee with inputs from state Load Despatch Centre (SLDC).

7.3. The Distribution Licensee shall utilize state-of-the-art tools, scientific and mathematical methodologies, and comprehensive data such as but not limited to weather data, historical data, demographic and econometric data, consumption

profiles, policies and drivers, etc. as may be applicable to the area of Distribution Licensee.

B. Aggregation of Demand Forecast

7.4. The Distribution Licensee shall prepare hourly or sub-hourly 1-year Short-term (ST), 5-year Medium-term (MT) and 10-year Long-term (LT) demand forecasts on a rolling basis.

7.5. The SLDC with inputs from Discoms and based on the demand estimates of the Distribution Licensees of the State, shall estimate, in different time periods, namely Long-term, Medium-term and Short-term, the demand for the entire State duly considering the load diversity of the State.

7.6. The Distribution Licensee shall aggregate demand forecasts considering the load diversity, congruency, seasonal variation aspects and submit State-level aggregate demand forecasts for Long-term and Medium-term (MW and MUs) to CEA and Short-term to SLDC for each year.

7.7. SLDC shall submit State-level aggregate demand forecasts for Short-term (MW and MUs) to RLDC and NLDC for each year.

Chapter 4

Generation Resource Planning

8. Preparation of Generation Resource Planning

8.1. The Distribution Licensee shall plan and assess the required generation resources considering the existing resources, upcoming resources (not yet commissioned), capacity credit and incremental capacity requirement to meet forecasted demand including planning reserve margin (PRM).

8.2. Generation Resource Planning shall involve the following steps namely,

a) Capacity crediting of generation resources;

b) Assessment of planning reserve margin; and

c) Ascertaining resource adequacy requirement and allocation to Distribution Licensee.

8.3. The Generation Resource Planning shall include the following data, but not limited to:-

a) Planning Reserve Margin;

b) Actual demand met by the State/Distribution Licensee in hourly time block resolutions for last 5 years;

c) Estimated load growth during the planning period;

d) Critical characteristics, machine characteristics, hydrology for hydro machines and technical parameters of thermal and hydro generation plants, such as:

i. Name of plant, location (State/Region);

ii. Capacity (MW) (for existing and planned capacities);

iii. Heat Rate for thermal generating stations;

iv. Auxiliary Consumption (MW);

v. Maximum and Minimum Generation Limits (MW);

vi. Ramp Up and Ramp Down Rate (MW/min);

vii. Start-up time;

viii. Plant Availability Factor (% of time), etc,; and

ix. Capacity utilization factor (CUF) for renewable resource-based power plants.

e) All the characteristics and parameters with their values for each generating plant considered shall be provided in the resource plan;

f) Under-construction capacity/retirement of generation capacity/ contracted capacity/bilateral contracts;

g) Potential technologies, gestation periods and lifetime of different assets;

h) Capacities and generation profile of renewable generation;

i) Historical forced outage rates and planned maintenance rates of generation capacities;

j) Renewable Purchase Obligation (RPO) including Energy Storage Obligation targets, etc.;

k) Constraints such as penalties for unmet demand, forced outages, and system emission limits as defined in State Grid Code and Indian Electricity Grid Code and emission norms specified by the Ministry of Environment, forest and Climate Change (MoEFCC) shall be identified and enlisted.

8.4. The Distribution Licensee shall map all its existing resources, upcoming resources, and retiring resources to develop the existing resource map in MW for the Long-term and Medium-term power procurement plan.

9. Capacity Crediting of Generation Resources

9.1. The distribution licensee shall compute Capacity Credit (CC) factors for their contracted generation resources by applying the net load-based approach as outlined under regulation 9.2 of these Regulations. The five-year average of the Capacity Credit (CC) factor for each type of the contracted generation resource for the recent five years on a rolling basis shall be considered as Capacity Credit factor for the purpose of generation resource planning.

9.2. The Net Load based approach/methodology for determination of Capacity Credit (CC) factors for generation resources (including wind and solar) shall be adopted as under:

a) For each year, the hourly recorded Gross Load for 8760 hours (or time-block) shall be arranged in descending order.
b) For each hour, the Net Load is calculated by subtracting the actual wind or solar generation corresponding to that load for 8760 hours (or time-block) and then arranged in descending order similar to Step 1.
c) The difference between these two load duration curves represents the contribution of capacity factor of wind generation or solar generation, as the case may be.
d) Installed capacity of wind or solar generation capacity is summed up corresponding to the top 'x' load hours, where x =

250 hours or 10% of the annual hours (876 hours), as may be determined by the Commission based on the State's load characteristics."

e) Total generation from wind or solar generation corresponding to these top x hours is summed up.

f) Resultant CC factor is (Total Generation for top load x hours)/(Installed RE Capacity for top load x hours), as per formula below:

$$\text{CC factor} = \frac{\text{Sum of RE Generation for top x hours}}{\text{Sum of RE Capacity for top x hours}}$$

g) The process for CC factor determination shall be undertaken for each year for duration of past five-years and the resultant CC is the average of CC values of past 5 years.

9.3. For the purpose of Inter-state contracted RE generation or intra-state RE resources, contribution of CC factor for the RE or generation resource where such resource is located into grid (viz. inter-state or intra-state, as the case may be) as contracted by the distribution licensee shall be considered. For this purpose, CC factors as specified by Authority or the Commission shall be considered.

9.4. CC factors for hydro generation resources shall be computed based on water availability with different CC factors for run-of-the-river hydro power projects and dam-based/storage-based hydro power projects. CC for thermal resources shall be computed based on coal availability and forced outages.

9.5. The distribution licensee shall share CC factors for their contracted resources along with justification for its computations with State Load Despatch Centers.

9.6. SLDC shall calculate state-specific CC factors considering the aggregate State Demand and State Net Load and contracted RE

generation resources available in the State and shall submit such CC factor information to the Authority and NLDC and RLDC from time to time.

9.7. For new RE plants (<5 years), Capacity Credit shall be based on available data plus CEA/Commission-approved benchmarks, if any.

10. Assessment of Planning Reserve Margin (PRM)

10.1. Planning Reserve Margin (PRM) is a percentage of the capacity over and above the State Coincident share in National Peak Demand required to be considered for the purpose of generation resource planning.

10.2. Such Planning Reserve Margin (PRM) shall be based on the reliability indices in terms of Loss of Load Probability (LOLP) and Normalized Energy Not Served (NENS) as may be prescribed by the Authority.

10.3. The PRM determined under regulation 10.1 and 10.2 of these Regulations shall be considered by the distribution Licensee in their planning for resource adequacy requirement and generation resource capacity planning.

10.4. The distribution Licensee may consider higher planning reserve margins, subject to prior approval from the Commission.

10.5. The State level resource adequacy planning by the distribution Licensee shall factor in PRM while developing State-level Integrated Resource Plan.

10.6. The minimum Planning Reserve Margin (PRM) for the State of Rajasthan shall not be less than 10%, unless otherwise specified by the Authority or the Commission.

11. Resource Adequacy Requirement and its Allocation

11.1. The distribution Licensee shall determine capacity requirement to meet demand and PRM considering available capacity adjusted for capacity crediting for existing and planned contracted generation resources.

11.2. The available capacity as determined in regulation 11.1 shall be then plotted over a time axis of 15-minute intervals or longer, but not more than one hour. This shall form the resource map of the Distribution Licensee.

11.3. The distribution Licensee shall subtract the resource map developed in regulation 11.2 from the demand forecast developed in regulation 6 of these Regulations to identify the resource gap.

11.4. The distribution Licensee shall conduct sensitivity and probability analysis to determine the most probable resource gap. It shall also develop Long-term, Medium-term, and Short-term resource gap plans for possible demand forecasting scenarios, while ensuring at least three different scenarios (most probable, business as usual, and Pessimistic scenario) as specified by the CEA in Guidelines for Medium and Long-term Power Demand forecast issued from time to time.

11.5. Based on most probable scenario, the distribution Licensee shall undertake development of Long-term, Medium-term, and Short-term Distribution Resource adequacy Plan of each year to meet Resource Adequacy requirement.

11.6. Long-term National Resource Adequacy Plan (LT-NRAP) as may be published by Central Electricity Authority to determine the optimal Planning Reserve Margin (PRM) requirement at the national level for ensuring reliable supply targets and Short-term National Resource Adequacy Plan (ST-NRAP) as may be published by NLDC for a one-year look-ahead shall act as guidance for the distribution Licensee for undertaking the Resource Adequacy exercises.

11.7. Based on the allocated share in national peak provided in LT-NRAP for the State, SLDC shall allocate each Distribution License's share in the National peak within 15 days of the publication of LT-NRAP.

11.8. The distribution Licensee, based on the share in national peak provided in LT-NRAP, shall plan to contract the capacities over and above the State coincident demand national peak prescribed by LT-NRAP or procure higher to meet their Resource Adequacy Requirement (RAR) at the time of national peak.

11.9. The distribution Licensee shall keep the share of Long-term contracts in the range of 75-80% of the total supply side RAR (the value is subject to the change from the time to time, as guided by the CEA), or as specified by the Commission. The medium–term contracts are to be in the range of 10% - 20% of the total supply side RAR while the rest can be met through short-term contracts.

Provided that power procurement through Day-Ahead Market (DAM) or RTM, shall not be considered towards the contribution of meeting RAR.

Provided further that the Commission may, by a separate order, revise the aforesaid percentage either suo motu or upon an application made by the DISCOMs.

11.10. The distribution Licensee shall prepare a 10-year Long-Term Distribution Resource Adequacy Plan (LT-DRAP) to meet the peak demand and energy requirement.

11.11. The distribution Licensee may take inputs form the LT-NRAP like PRM, capacity credits, etc., while formulating the LT-DRAP and shall submit their plans to CEA by 30th September of each year for the ensuing year(s) for validation and vetting.

11.12. The Distribution Licensees shall submit the LT-DRAP duly vetted by CEA along with necessary supporting documents, and details for meeting RAR, to the Commission within 15 days from the date of receipt of CEA approval.

11.13. The distribution Licensee shall also demonstrate to the Commission 100% tie-up for the first year and a minimum 90% tie-up for the second year to meet the requirement of their contribution towards meeting

national peak. Only resources with long/ medium/ short-term contracts shall be considered to contribute to the RAR.

11.14. For subsequent three years, the distribution Licensee shall also furnish a plan to meet estimated requirement of their contribution to meet national peak for the Commission's approval.

11.15. The LT-DRAP shall be carried out by the distribution Licensee on an annual rolling basis considering the contracted capacity as a part of the system, which shall be optimized for additional capacity required.

11.16. The distribution Licensee through LT-DRAP, shall demonstrate to the Commission their plan to meet their Peak demand and energy requirement with a mix of Long-term, Medium-term, and Short-term contracts, including Power Exchanges:

Provided that the distribution Licensee shall keep the share of contracts in the range as mentioned under regulation 11.9 of these Regulations.

11.17. The share of Long-Term contracts in the entire mix of the contracts of the Distribution Licensees shall be at least equal to the maximum of the quantum of long-term contracts determined of meeting RAR of national peak and quantum obtained from LT-DRAP for fulfilling own energy and peak requirement.

11.18. SLDC shall prepare one-year look ahead ST-DRAP (Short-term Distribution Resource Adequacy Plan) on an annual basis for operational planning, at the State level based on the LT-DRAP study results, The SLDC shall review the ST-DRAP on a daily, monthly and quarterly basis based on actual availability of generation resources.

Chapter 5

Procurement Planning

12. Procurement planning shall consist of:

(a) Optimal power procurement resource mix;

(b) Modalities of procurement type and tenure; and

(c) sharing of capacity.

13. Procurement Resource Mix

13.1. In power procurement strategy, the distribution Licensee shall ensure an optimal procurement generation resource mix and also facilitate smooth integration of Renewable Energy (RE) sources in its portfolio of power procurement resource options, while meeting reliability standards and Renewable Purchase Obligation targets. Further, the future capacity mix may comprise existing capacities, planned capacities and capacity addition required to meet the increasing demand of the distribution licensees considering appropriate gestation period of the generation resource.

13.2. For identification of the optimal generation procurement resource mix, optimization techniques and least-cost modelling shall be employed by the distribution Licensee in order to avoid stranded capacity. The distribution Licensee shall demonstrate the same in LT-DRAP to be submitted to Commission for approval.

13.3. The distribution Licensee shall contract the optimal portfolio of resource to meet Distribution Licensees' future demand and Resource Adequacy Requirement (RAR) obligations, based on the output derived from Resource Adequacy study results.

13.4. The distribution Licensee shall consider Long/Medium/Short-term contracts of generation resources towards the contribution for meeting RAR:

Provided that power procurement through Day-Ahead Market (DAM) or RTM, shall not be considered towards the contribution for meeting RAR.

13.5. The distribution Licensee shall contract additional resources based on the LT-DRAP to meet its own peak demand.

13.6. The power capacity procurement from Renewable Energy sources for fulfilling the RPO targets shall be carried out as per relevant Regulations.

13.7. The power procurement from Wind, Solar PV, Wind Solar Hybrid, and Round the Clock (RTC) generation sources shall be carried out as per the guidelines for tariff based competitive bidding process notified by the Ministry of Power.

13.8. The distribution Licensee shall contract storage capacity corresponding to the results of LT-DRAP capacity addition requirement for future years from battery Energy Storage System (BESS) or Pumped Storage projects (PSP) or any other storage technology as per the guidelines for tariff based competitive bidding process notified by the Ministry of Power.

Provided that (a) The CC factor for storage systems shall be determined based on the energy duration (hours), round trip efficiency, degradation factor, and dispatch constraints of the specific storage technology; (b) Hybrid RE + Storage projects may be treated as a single resource for CC computation with combined CC factor showing firm capacity commitment;"

13.9. The distribution Licensee may contract power through State Generation Stations/Central Generating Stations/Independent Power Producers (IPPs)/ Captive Power Plants (CPPs)/ Renewable Power Plants including Co-Generating Plants/Central Agencies / State Agencies/ Intermediaries/ Traders/ Aggregators/ Power Exchanges or through Bilateral Agreements/ Banking Arrangements with other Distribution Licensees and any other sources as may be approved by the Commission.

Note: DAM/RTM is allowed for balancing but not counted for firm adequacy.

14. Procurement Type and Tenure

14.1. The distribution Licensee, while determining the modalities and tenure of procurement of resources, shall ensure that procurement contracts shall be decided first with in the region, subject to the least cost resource availability considering transmission constraints and cost of transmission for procurement from outside the region and then across regions if necessary.

14.2. The distribution Licensee shall identify the generation resource mix and also procurement strategy in Long-term, Medium-term and short-term period and seek approval of the Commission.

14.3. The distribution Licensee in its overall power procurement planning approach shall employ greater emphasis on adequate contracting through Long-term and Medium-Term arrangements and shall ensure that entering into new Long-Term and Medium-Term contracts does not contribute towards accumulation of Stranded capacity and additional burden to the consumers on account of fixed cost associated with Stranded capacity.

14.4. The distribution Licensee through annual rolling plan shall ensure incremental capacity addition through Long-term/Medium-Term/Short-term duly factoring the existing and planned procurement arrangements.

15. Sharing of Capacity

15.1. The distribution Licensee shall duly factor in the Possibility of Long-term/ Medium-term/Short-term capacity sharing while preparing the Resource Adequacy plan and optimally utilize the platform for Inter-State capacity sharing or trading mechanism created by the Central Commission/Central Government and optimize the capacity costs as far as possible.

16. Approval of Power Purchase Agreement

16.1. Any new capacity arrangement/tie-up shall be subject to the prior approval of the Commission in view of necessity, reasonableness of cost of power purchase and promotion of working in efficient, economical and equitable manner.

16.2. All procurement of Long/Medium/Short-term power from various sources shall be carried out as per the Guidelines/Rules/Regulations/Policies issued by the Central Government and the Commission from time to time.

16.3. Any new Power Purchase Agreements (PPA's) for Long/ Medium-term power procurement or amendments to existing Long/ Medium-term Power Purchase Agreement (PPA's)/Power Sale Agreement (PSA) entered into by the distribution Licensee shall be subject to the prior approval of the Commission.

16.4. The distribution Licensee shall submit the list of all existing Power Purchase Agreements executed with different conventional power plants as well as RE Generators and storage plants along with the Resource Adequacy plan.

17. Variation in Power Purchase

17.1. The distribution Licensee shall undertake additional power procurement during the year, over and above the approved resource adequacy procurement plan as per these Regulations as well as RERC (Terms & Conditions for Determination of Tariff) Regulations, 2025, on account of

(a) In case, where there has been an unanticipated increase in the demand for electricity or a shortfall or failure in the supply of electricity from any approved source of supply during the year or when the sourcing of power from existing tied-up sources becomes costlier than other available alternative sources, the distribution Licensee may enter into additional agreement for procurement of power after carrying out detailed study in this regard.

(b) The distribution Licensee may enter into a Short-term arrangement or agreement for procurement of power when faced with emergency conditions that threaten the stability of the grid, or when directed to do so by the SLDC/RLDC to prevent grid failure or during exigency conditions and for banking with other States on Short-term basis without prior approval of the Commission as provided in these Regulations.

Chapter 6
Monitoring and Compliance

18. Monitoring and Compliance

18.1. The Distribution Licensees shall comply with the Resource Adequacy requirement in accordance with the timelines specified under these Regulations. In case of non-

compliance, appropriate non-compliance charges as may be determined by the Commission, shall be applicable.

provided that the Discoms shall not be penalized for the reasons beyond their control.

Chapter 7
Roles and Responsibilities and Timelines

19. Data Requirement and Sharing Protocol

19.1. Distribution Licensee shall maintain and share all data related to demand assessment and forecasting with SLDC such as:-

a) Consumer data
b) Historical demand data;
c) weather data;
d) Demographic and econometric variables;
e) Distribution Losses and intra/inter-State Transmission losses;
f) Actual energy requirement;
g) Availability including curtailment, peak electricity demand, and peak met along with changes in demand profile (e.g. agricultural shift, time of use, etc); and
h) Historical hourly load pattern, etc.

19.2. Distribution Licensees shall maintain at least past 10 years or maintain data from whatever period is available and build towards 10-year compliance on a year-by-year basis of statistics in their database pertaining to consumption profiles for each class of consumers, such as domestic, commercial, public lighting, public water works, agricultural/irrigation, LT industries, HT industries, railway traction, bulk (nonindustrial HT consumers), open access, captive power plants, insights from load survey, contribution of consumer category to peak demand, seasonal variation aspects, etc.

19.3. SLDC shall maintain the Distribution Licensee-specific as well as aggregate for State as a whole, statistics and database pertaining to aggregate demand assessment and

forecasting data mentioned above and share State-level assessment with the Authority/NLDC and RLDC for regional/national assessment from time to time.

19.4. The Distribution Licensee shall share information and data pertaining to the existing and contracted capacities with their technical and financial characteristics including hourly generation profiles to SLDC for computation of State-level capacity credit factors and for preparation of State-level assessment.

19.5. SLDC shall aggregate generation data and share State-level projections with the Authority and NLDC as the case may be for assessment of Resource Adequacy requirement.

19.6. SLDC shall also review the operational resource adequacy on a daily, monthly and operational basis.

20. Timelines

20.1. The Distribution Licensee shall submit Demand Forecast to SLDC by 30th April of each year for ensuing year(s).

20.2. The SLDC, on behalf of the Distribution Licensees in the State, shall submit demand forecasts (peak and energy requirement) for the next 10 years, assessment of existing generation resource, CC factor information and such other details as may be required for the LT-NRAP to CEA and ST-NRAP to NLDC by 30th May of every year for ensuing year(s).

20.3. As per the timelines provided in Annexure-F of Guidelines for Resource Adequacy Planning Framework for India notified by Ministry of Power dated June 28th, 2023, LT-NRAP report is to be published by CEA by 15th July of each year for the ensuing year(s) and ST-NRAP report is to be published by NLDC by 31st July of each year for the ensuing year(s).

20.4. SLDC shall allocate each Distribution Licensees share in the national peak within 15 days of the publication of LT-NRAP report.

20.5. The Distribution Licensee shall submit the LT-DRAP Plans to CEA by 30th September of each year for the ensuing year(s) for validation and vetting.

20.6. The Distribution Licensee shall submit the LT-DRAP plan duly vetted by CEA along with details for meeting the RAR to the Commission with in 15 days from the date of receipt of CEA approval.

20.7. The Commission may approve the Resource Adequacy Plan submitted by the Distribution Licensee within 30 days from the date of submission.

20.8. The Distribution Licensee shall submit the details of the contracted capacities for the ensuing year for meeting RAR to SLDC with in 30 days from the date of approval by the Commission.

20.9. SLDCs shall aggregate the total contracted capacities at the State level and submit the information to the RLDC under intimation to the Commission, within 15 days from the date of receipt from the Distribution Licensee.

20.10. As per the timelines provided in Annexure-F of Guidelines for Resource Adequacy Planning Framework for India notified by Ministry of Power dated June 28th, 2023, RLDC has to aggregate the capacities at the regional level and submit the information to the NLDC by 20th February of each year.

20.11. The contracting for balance capacity shortfall as communicated by NLDC shall be completed by the end of March of each year for the ensuing year(s) by the Distribution Licensee.

Provided that if the NLDC communication is received after 31st January of any year, the Distribution Licensee shall be given additional 60 days from the date of NLDC communication for completing the contracting of balance capacity.

20.12 The Distribution Licensee after contracting the balance capacity shall submit the information to the Commission. The Distribution Licensee may seek approval from the commission for time extension for contracting the balance capacity by 20th March of each year.

Chapter 8
Miscellaneous

21. Placing of information on websites

21.1. The monthly/weekly/day-ahead/intra-day power procurements/sale by the Distribution Licensee and generator schedule shall be made available on the websites of the Distribution Licensees and SLDC within 45 days of such procurements/sale with ease of access to the current as well as archived data.

21.2. SLDC shall also publish the monthly Merit Order Dispatch (MoD) stack along with per unit variable cost of each generating station on its website.

22. Constitution of dedicated cells

22.1. The Distribution Licensees shall establish a planning cell for Resource Adequacy within three months of these Regulations coming into force. The cell shall have the requisite capability and tools for demand forecast, Resource Adequacy Study, Optimal utilization of existing and new resources etc.

22.2. Another round the clock dedicated cell shall also be constituted by the Distribution Licensee for power purchase/sale of power on real-time basis and to also undertake intra-day, day-ahead, week-ahead power procurement through Power Exchanges or any other means. The Distribution Licensee shall frame suitable guidelines for the modus operandi of the dedicated cells in line with the spirit of these Regulations and shall apprise the Commission of the same within 45 days from the date of coming into force of these Regulations.

23. Consultation for Assessment

The Distribution Licensee shall make the Resource adequacy Plan in consultation with State Sector Generating Companies, Central Sector Generating Companies, Transmission Companies, National/ Regional/ State Load Despatch Centre, and Central Electricity Authority etc. It shall also make enquiries with the Trading Companies and States with surplus power to estimate the likely availability and price of power across the country for peak, off-peak and normal periods. The Distribution Licensee may also consult with research agencies with relevant experience.

24. Power to Issue Orders and Give Practice Directions

Subject to the provision of the Electricity Act, 2003 and these Regulations, the Commission may from time to time issue such orders and practice directions as considered appropriate for the implementation of these Regulations and procedure to be followed.

25. Power to Relax

The Commission may by general or special order, for reasons to be recorded in writing, may relax any of the provisions of these Regulations on its own motion or on an application made before it by an interested person.

26. Power to Remove Difficulties

If any difficulty arises in giving effect to any of the provisions of these Regulations, the Commission may, by an order, make such provisions, not inconsistent with the provisions of the Act and these Regulations, as may appear to be necessary for removing the difficulty/difficulties.

27. Power to amend

The Commission may from time to time add, vary, alter, modify or amend any provisions of these Regulations after following the necessary procedures.

28. Repeal and Savings

28.1. Nothing in these Regulations shall be deemed to limit or otherwise affect the inherent power of the Commission to make such orders as may be necessary to meet the ends of justice or to prevent abuses of the process of the Commission.

28.2. Nothing in these Regulations shall bar the Commission from adopting in conformity with the provisions of the Act, a procedure, which is at variance with any of the provisions of these Regulations, if the Commission, in view of the special circumstances of a matter or class of matters and for reasons to be recorded in writing, deems it necessary or expedient for dealing with such a matter or class of matters.

28.3. Nothing in these Regulations shall, expressly or impliedly, bar the Commission dealing with any matter or exercising any power under the Act for which no Regulations have been framed, and the Commission may deal with such matters, powers and functions in a manner it thinks fit.

28.4. Nothing contained in these Regulations shall affect the validity of any Power Purchase Agreement or any other commercial agreement executed, or any procurement process already initiated, or any matter pending before the Commission or any Court or Tribunal, prior to the date of notification of these Regulations. All such agreements, procurement processes, and pending matters shall continue to be governed by their respective terms and conditions and the applicable orders of the Commission.

28.5. The RERC (Power purchase & procurement process of distribution licensee) Regulations, 2004 read with all amendments thereto, as applicable to the subject matter of these Regulations shall stand repealed with effect from the date of coming into force of these Regulations.

By Order of the Commission

Secretary.

राज्य केन्द्रीय मुद्रणालय,जयपुर।